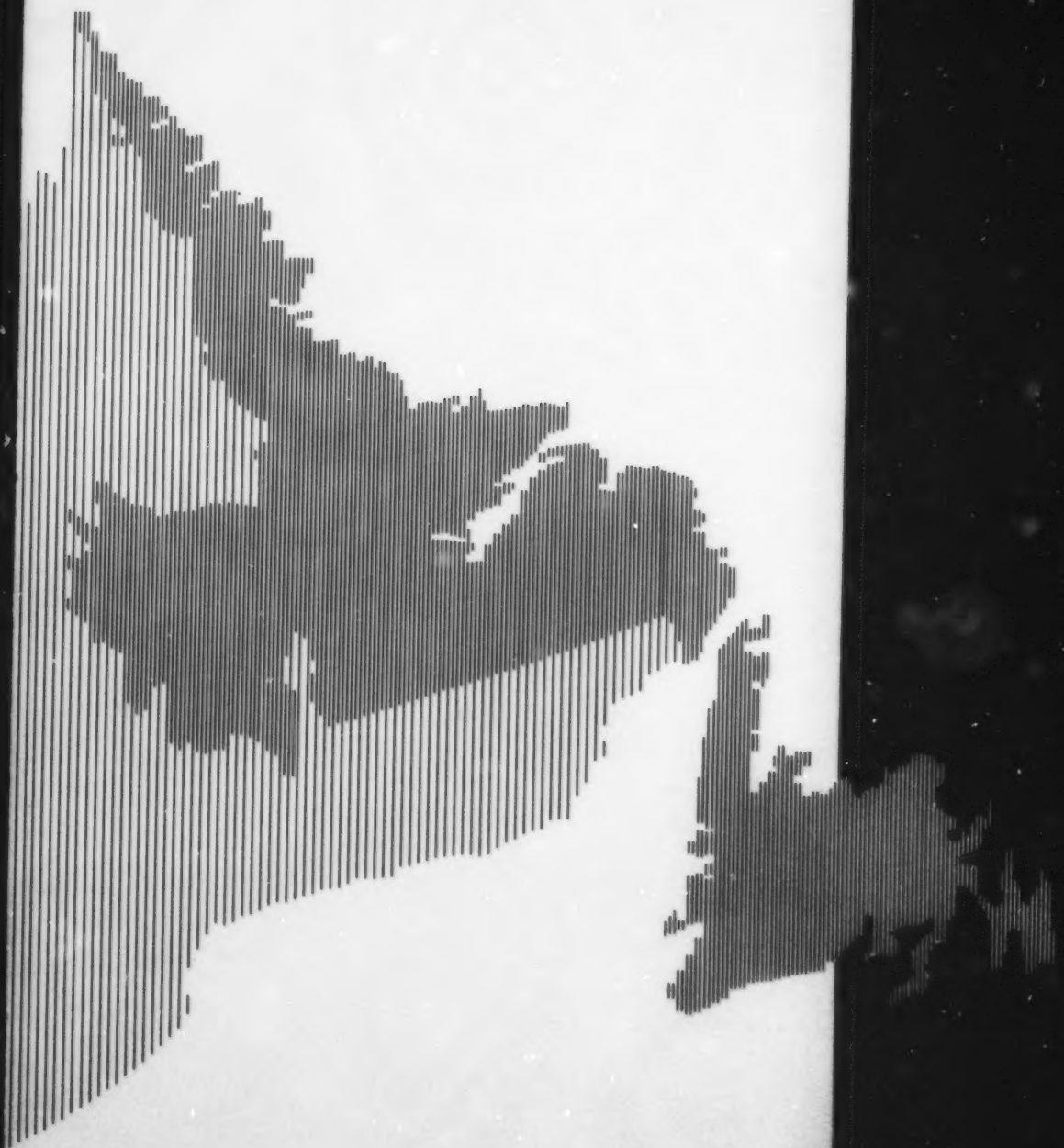
CANADA-NEWFOUNDLAND
OFFSHORE
PETROLEUM
BOARD

Annual Report 1991-1992



92-06009/

PROFILE

The Canada–Newfoundland Offshore Petroleum Board (C–NOPB) was established by the *Canada–Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act* and *The Canada– Newfoundland Atlantic Accord Implementation (Newfoundland) Act*. The Board is responsible for petroleum resource management and for administering the legislation and regulations governing exploration for and production of hydrocarbons offshore Newfoundland and Labrador.

The Board is jointly responsible to the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador, to which it annually reports through the Minister of Energy, Mines and Resources, and the Minister of Mines and Energy respectively.

CONTENTS

Report of the Chairman/ Chief Executive Officer 2

Report of 1991/ 92 Operations 5
- Land Management 6
- Exploration Activity 10
- Development Activity 12
- Operations and Safety 14
- Environmental Affairs 16
- Canada/ Newfoundland Benefits 17

Financial Reports 22
- Auditors Report and Financial Statements 23

ISBN 0-921569-13-0

Annual Report
1991-1992

Photo Credits

Page 2 Ad Vantage Productions
Inset: Ray Fennelly
(both photos courtesy of the
Hibernia Management and Development Company)
Page 3 Campro Photography
Page 4 Campro Photography
Page 5 Bill Simpkins
(photo courtesy of the
Hibernia Management and Development Company)
Page 7 Campro Photography
Page 13 Ad Vantage Productions
(photo courtesy of the
Hibernia Management and Development Company)
Page 14 Wilrig Drilling Canada
Page 15 Polaris Marine Services
Page 22 Manfred Buchheit

Annual Report 1991-1992

CANADA-NEWFOUNDLAND
OFFSHORE
PETROLEUM
BOARD

May 20, 1992.

The Honourable Jake Epp
Minister
Department of Energy, Mines
and Resources
Government of Canada

The Honourable Rex Gibbons, Ph.D.
Minister
Department of Mines and Energy
Government of Newfoundland and Labrador

Honourable Ministers:

Pursuant to Section 29 of the legislation implementing the Atlantic Accord, attached is the annual report, together with the financial statements, of the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board for the fiscal year ended March 31, 1992.

Respectfully submitted:

H. James Strain, P.Eng.
Chairman and Chief Executive Officer

J.G. Fitzgerald, P.Eng.
Vice-Chairman

G. Ross Peters, P.Eng.
Member

Hugh G. Miller, P.Geo.
Member

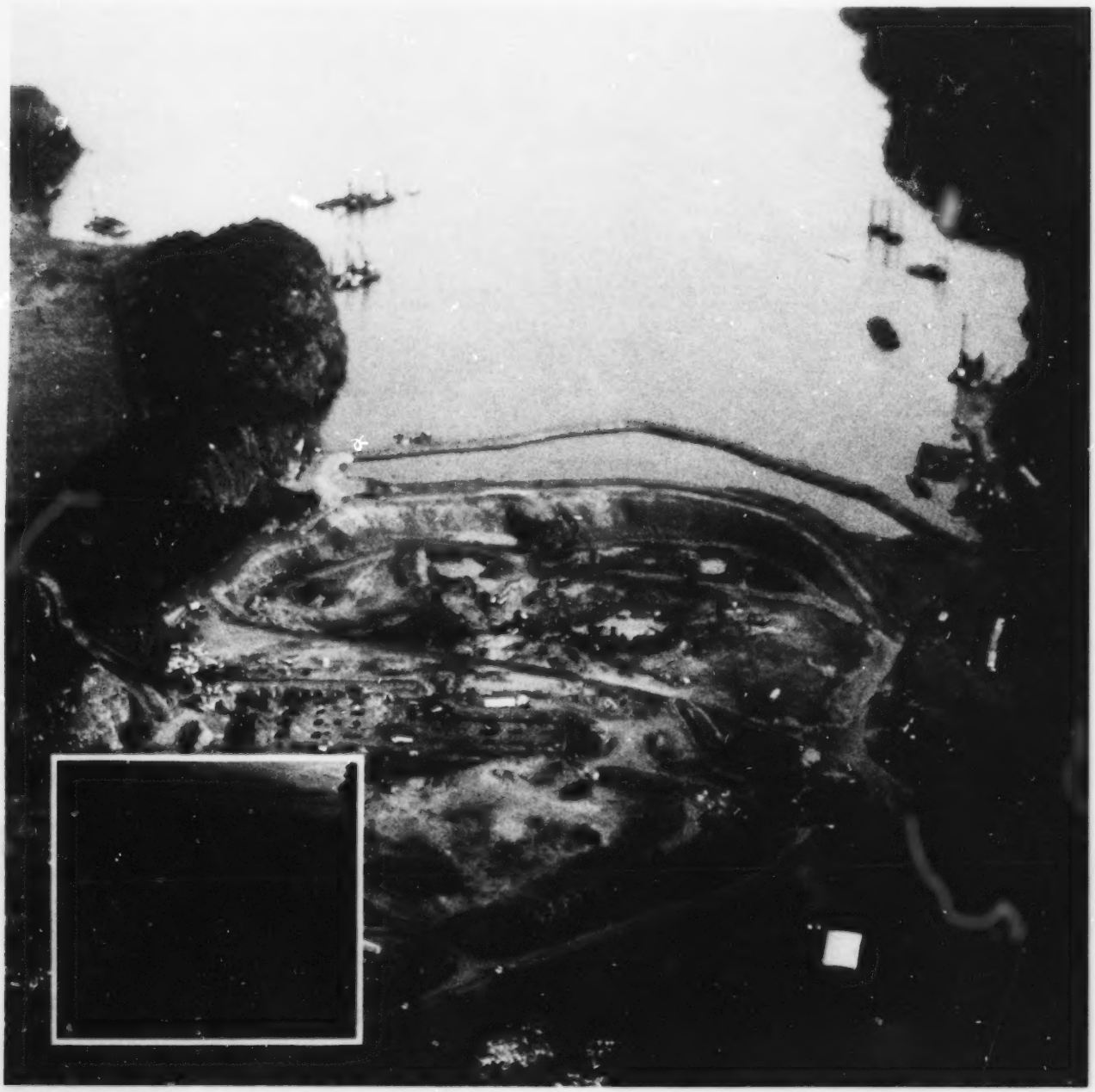
John J. Zwolinski
Member

Donald J. Anderson
Member

Desmond B. Sullivan
Member

Fifth Floor, TD Place, 140 Water Street, St. John's, Newfoundland, Canada. A1C 6H6
Telephone (709) 778-1400 Telecopier (709) 778-1473 Telex 016-4031

Report of the Chairman / Chief Executive Officer



Aerial View of Construction Site in Bull Arm, Trinity Bay
Inset: Site prior to development

During the fiscal year from April 1, 1991, to March 31, 1992, the Board was extensively involved in providing regulatory guidance to the Hibernia Management and Development Company (HMDC) as it proceeded with design of the Hibernia production platform at its contractors' engineering offices in Montreal, Paris and St. John's and worked toward the completion of construction site facilities at Bull Arm in Newfoundland.

Under the Binding Agreement signed between the Project Owners and the two Governments, the Board was assigned the responsibility to report regularly to the Energy Ministers regarding the Canada–Newfoundland content of Hibernia project spending and on employment matters. Project spending from April 1, 1991 to March 31, 1992 was $448 million. Cumulative capital costs from July 1, 1988 through March 31, 1992 were $565 million. The Canada and Newfoundland content of the cumulative costs were 77 percent and 40 percent, respectively.

The most visible progress on the Hibernia project during the past year has been at the Bull Arm construction site where the facilities to build the reinforced concrete Gravity Base Structure (GBS), and fabricate the M-20 super module as well as the four smaller topsides modules are approximately 70 percent complete. The drydock, GBS quay, 12-hectare topsides area and 3000-person main camp are virtually finished. The important remaining items to be completed are topsides fabrication halls, the topsides quay, the topsides assembly pier and the infrastructure to service the GBS deep water site in Bull Arm.

In addition to providing regulatory guidance to HMDC relating to the design and construction programs for the Hibernia production platform, the Board provided advice to the Provincial government departments that are responsible for administering worker safety regulations and environmental protection regulations at the Bull Arm construction site. Pursuant to the *Atlantic Accord Implementation Acts*, the Board is not responsible for regulating HMDC's offshore activities pursuant to the "life of project" Safety Plan and Environmental Protection Plan until tow-out of the platform to the Hibernia offshore site begins.

Total HMDC, contractor and sub-contractor personnel directly employed on the Hibernia project increased from 1200 to 1900 during the fiscal year, peaking at 2500 during January. The reason for the sudden reduction in employment during February, 1992, was the slowdown announced by the remaining three partners, Mobil, Petro-

H. James Strain, Chairman and Chief Executive Officer

Canada and Chevron, after Gulf Canada gave notice of its withdrawal from the Project.

The three remaining Project Owners advised that the result of the slowdown would be a delay in first oil production from the end of 1996 to the latter half of 1997 and an increase in the construction schedule from six years to approximately seven years. The tow-out date of the production platform from Bull Arm to the Hibernia site will be rescheduled from the summer of 1995 to the summer of 1996. They indicated that most of the slowdown would be in 1992, while a search for a partner or partners to replace Gulf proceeded.

From an exploration standpoint, 1991 was an active year for the Newfoundland Offshore Area. BP et al drilled the Thorvald P-24 well and Mobil et al drilled the Botwood G-89 well. This compared with one well drilled in each of 1990 and 1989.

In addition to the drilling, some 26 000 km of seismic were run in 1991. This included a large 3-D seismic program over the Hibernia field on the Grand Banks and approximately 4 400 km of 2-D seismic conducted offshore western Newfoundland.

Four parcels were sold for work expenditure bids in the sale of Crown lands held in September, 1991. Exploration Licences were issued in January, 1992. Total Crown acreage held under licence by the Industry in Newfoundland waters increased by 370,000 hectares during the fis-

cal year ending March 31, 1992, to a total of 2.7 million hectares. There was no response from the industry to the Board's 1991 Call for Nominations. Therefore, the Board does not plan to hold a Crown land sale in 1992. The lack of nominations by industry this year is attributed to recent sharply reduced earnings by the larger Canadian petroleum companies.

The Oil and Gas Committee held several days of hearings in December, 1991 and in February, 1992, relating to two applications to the Board by Petro-Canada for significant discovery declarations. The Board expects to receive the Committee's reports on these matters in 1992.

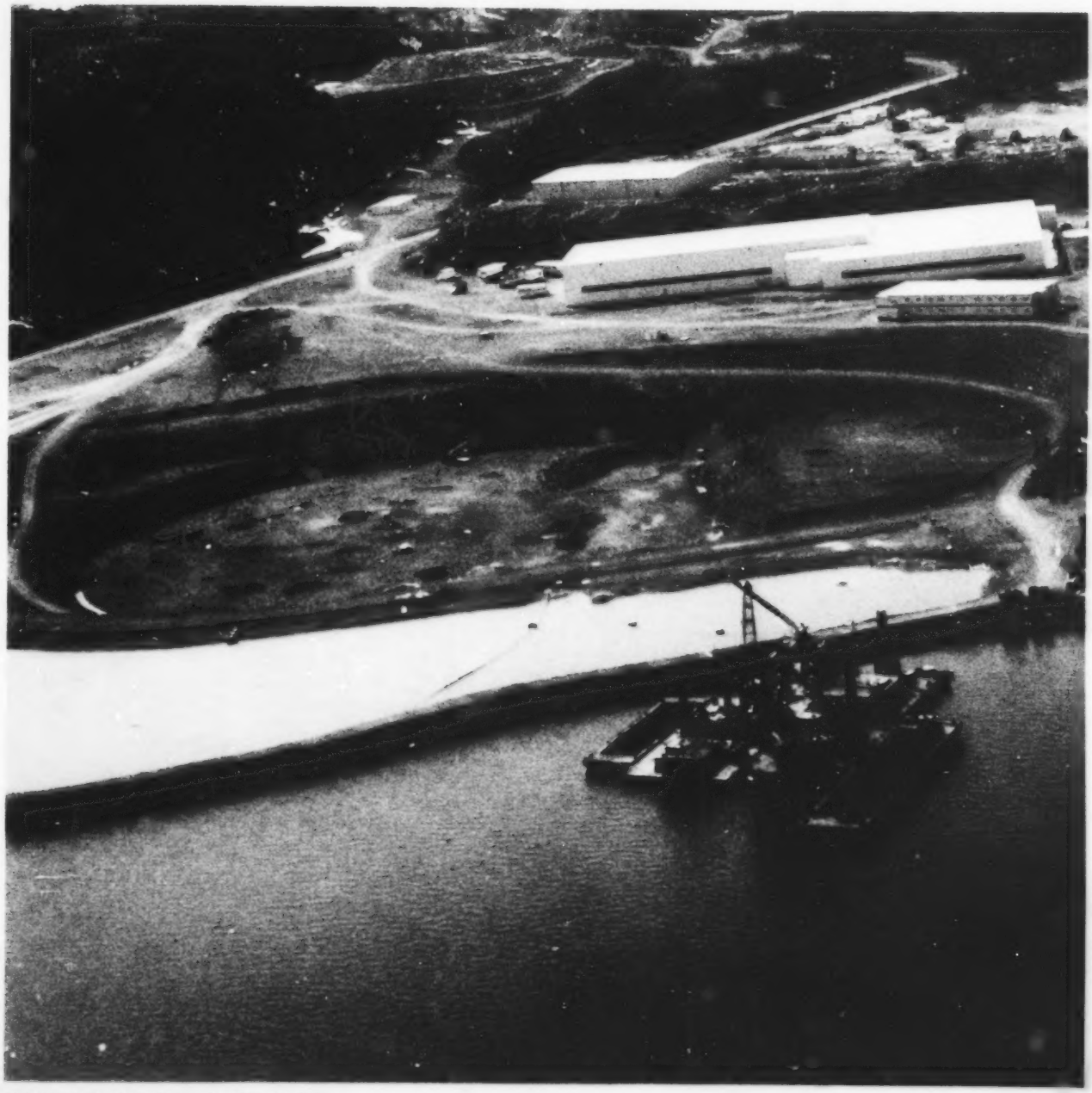
In closing, I wish to welcome Mr. Donald J. Anderson of Calgary and Mr. Desmond B. Sullivan of St. John's, who joined the Board during the 1991-92 fiscal year. Both men were appointed as part-time Members for a term of six years by the Honourable Jake Epp, Federal Minister of Energy, Mines and Resources.

H. James Strain,

Chairman and Chief Executive Officer

Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board Members
front (L—R): John Fitzgerald, H. James Strain, Hugh Miller
back (L—R): Donald Anderson, Desmond Sullivan, Ross Peters, John Zwolinski

Report of
1991 / 92 Operations



GBS Drydock, Great Mosquito Cove, Bull Arm

LAND MANAGEMENT

Land Status
The status of land holdings and the changes during the year are shown in Table 1. The total area held by industry under licence is approximately 2.7 million hectares, a net increase of some 370 000 hectares over the fiscal year. In addition, exploration rights covering approximately 2.25 million hectares south of St. Pierre et Miquelon are held under moratorium by Gulf, Mobil and Esso (Figure 1). A ruling is expected in 1992 by an International Court of Arbitration to resolve the boundary dispute between Canada and France in the offshore area around the islands.

1991 Call For Bids
As a result of Call for Nominations No. NF90-2 in the Fall of 1990, four parcels of land were included in the Call for Bids No. NF91-1 which closed on September 6, 1991. Acceptable bids were received on all four parcels, three on the Grand Banks and one off the west coast of Newfoundland. The associated expenditure commitments were in excess of $7.3 million. Table 2 shows the results of this Call. The related Exploration Licences (EL's) were issued in January, 1992.

1992 Call For Nominations
The Board decided not to proceed with a Call for Bids in 1992 because of a lack of industry response to the Call for Nominations which closed on December 20, 1991.

Lands Surrendered
During the year, a total of 150 235 hectares returned to Crown Reserve status. BP Canada et al surrendered EL 1002 (58 817 ha) and EL 1006 (37 265 ha). Petro-Canada surrendered 3 912 ha from EL 293 and in addition, EL 1001 (50 241 ha), held by Petro-Canada et al, expired in January, 1992.

East Rankin H-21
The Oil and Gas Committee held a hearing requested by Petro-Canada on December 9-10,1991, pursuant to a proposed decision of the Board that the Chevron et al East Rankin H-21 well was not a significant discovery. This matter had been referred to the Committee for review during 1990. The Board expects to receive the Committee's report in the near future.

King's Cove A-26
On May 22, 1991, Petro-Canada et al applied for a significant discovery declaration based on the King's Cove A-26 well. The Board held a hearing to consider whether the well qualified as a significant discovery on July 9, 1991 and subsequently advised Petro Canada of its proposed decision that the well was not a significant discovery. On August 12, 1991, Petro-Canada requested a review of the Board's proposed decision by the Oil and Gas Committee. The Committee heard Petro-Canada on the matter in Calgary on February 11-13, 1992. The Board expects to receive the Committee's report later in 1992.

TABLE 1

Land Summary
Hectares

Interest Owner (Representative)	EL's held April 1/ 91		SDL's held April 1/ 91		EL's held March 31/ 92		SDL's held March 31/ 92		PL's held March 31/ 92	
Mobil Oil Canada	3	*496 183*	7	*35 962*	*3*	*496 183*	7	*35 962*	1	*22 285*
Labrador Group	–	–	4	*25 185*	–	–	4	*25 185*	–	–
Petro-Canada	5	*292 423*	8	*25 576*	4	*238 270*	8	*25 576*	–	–
Shell Canada	1	*52 501*	–	–	3	*294 284*	–	–	–	–
Husky Oil (Canterra)	–	–	19	*58 391*	–	–	19	*58 391*	–	–
BP Canada	2	*96 082*	–	–	–	–	–	–	–	–
Esso Resources	1	*42 807*	5	*6 046*	1	*42 807*	5	*6 046*	–	–
472310 Alberta	1	*178 460*	–	–	1	*178 460*	–	–	–	–
Hunt Oil	2	*521 170*	–	–	2	*521 170*	–	–	–	–
BHP Petroleum	1	*257 885*	–	–	1	*257 885*	–	–	–	–
Labrador Mining	1	*216 110*	–	–	2	*468 195*	–	–	–	–
Amoco Canada	–	–	–	–	1	*26 904*	–	–	–	–
Total	**17**	***2 153 621***	**43**	***151 160***	**18**	***2 524 158***	**43**	***151 160***	**1**	***22 285***

Nautilus C-92 Significant Discovery
On March 28, 1990, Mobil Oil Canada wrote to the Board requesting that a second Significant Discovery be declared, based on the Nautilus C-92 discovery well. The original Significant Discovery of 11 sections (3 883 hectares) had been declared by the Federal Minister in 1986 prior to the coming into force of the *Atlantic Accord Implementation Acts.*

Mobil was subsequently informed that the Board did not consider its letter to be a bona fide application under the applicable legislation and the Board, therefore, declined to consider the application. This matter was litigated by Mobil and the Board in the Trial Division of the Supreme Court of Newfoundland in October, 1990. The Court gave its decision in December, 1990. This decision was appealed by the Board and the appeal was heard by the Court of Appeal in November, 1991.

In its Judgement of February, 1992, the Court of Appeal determined that Mobil must be provided an opportunity to be heard before the Board. However, the Court concluded that the decision as to whether a significant discovery, as defined in the legislation, has been made rests solely with the Board whose decision on the matter, following a fair hearing of the application, is final. It also established that an applicant may request a review of a proposed decision of the Board by the Oil and Gas Committee only in relation to the areal extent of a significant discovery.

Mobil has advised the Board that it intends to seek leave to appeal this Judgement to the Supreme Court of Canada.

Registry Office
The Board operates a public registry to record the ownership of exploration, significant discovery and production rights and certain instruments related to these rights. These documents are available for public review upon payment of a prescribed fee.

During the year, the Registry office registered four exploration licences and eleven other documents and received ten requests for Registry information.

Funds Collected
In accordance with the Implementation Acts, the Board is responsible for the collection of certain revenues. During the year, the Board collected $7,023,492 in security deposit forfeitures relating to Exploration Licences with unfulfilled work expenditure commitments, $300 for operating licences, and $7,974 for fees associated with the registry system.

The Board is required to remit these monies to the Receiver General for Canada for deposit to the Newfoundland Offshore Petroleum Resources Revenue Fund. Revenues deposited to this fund are paid to the Province pursuant to the *Atlantic Accord Implementation Acts.*

TABLE 2

1991 Land Sale

Parcel # Hectares	Work Expenditure Bid	EL Issued to
1 26 904	$4,198,000	Amoco Canada Petroleum Company Limited Shell Canada Limited Mobil Oil Canada Properties Limited
2 125 100	$1,376,566	Shell Canada Limited
3 116 683	$1,376,566	Shell Canada Limited
4 252 085	$377,700	Labrador Mining and Exploration Company Limited

Assistant to the Registrar and Chief Landman in CNOPB Registry

FIGURE 1
Land Holdings (March 31, 1992)
Offshore Newfoundland and Labrador

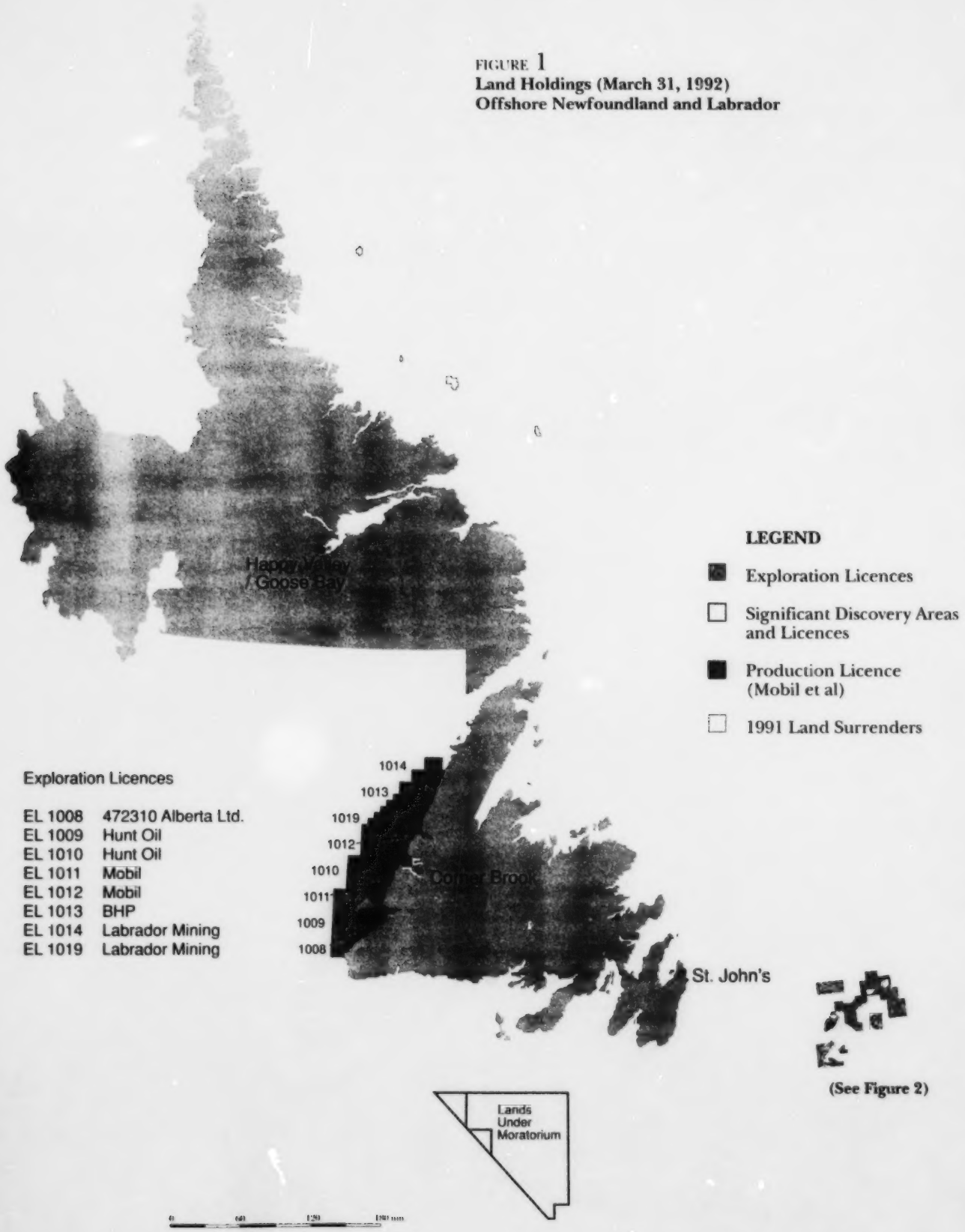
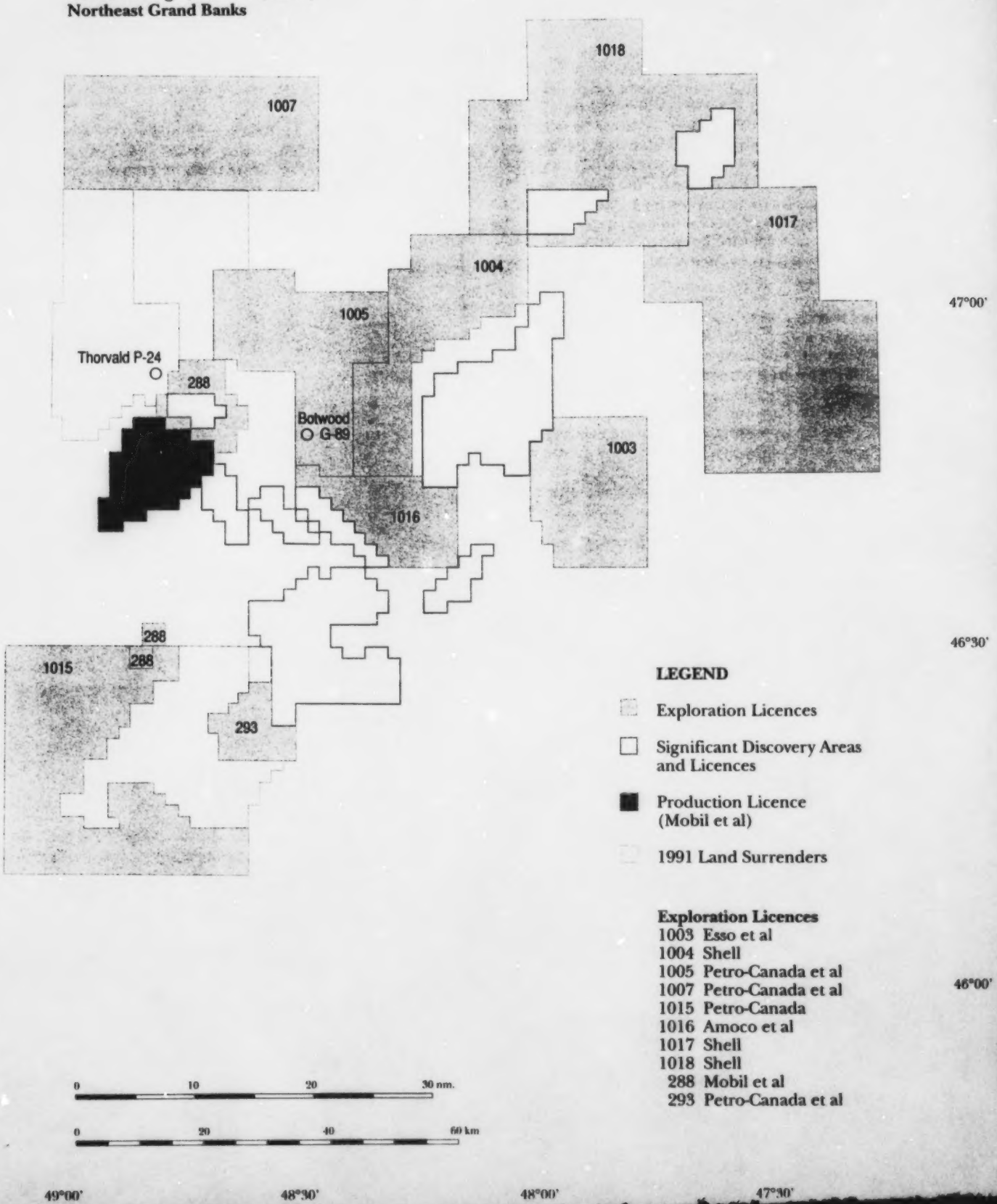


FIGURE 2
Land Holdings (March 31, 1992)
Northeast Grand Banks



EXPLORATION ACTIVITY

Drilling

Two exploratory wells were drilled on Exploration Licences 1002 and 1005 in the Jeanne d'Arc Basin during the summer of 1991 (Table 3). Both wells, BP et al Thorvald P-24 and Mobil et al Botwood G-89, were abandoned by their operators. The drilling unit Treasure Searcher returned to the North Sea in October after completing the drilling program. Figure 3 presents a graphical comparison of the level of drilling activity over the past decade and Table 4 shows a summary of drilling and seismic activity that has taken place in Newfoundland waters since 1965. Tables 5 and 6 present the Board's assessment of the hydrocarbon resources discovered to date in the Newfoundland Offshore Area.

Geophysics and Geology

During the year a total of 25 796 km of seismic data was acquired in six separate surveys, the highest level of activity since 1984. The most extensive program was a 3-D seismic survey shot for the Hibernia Management and Development Company over the Hibernia area. It consisted of 21 296 km of seismic data covering a 385 sq km area and was recorded using a dual streamer/ dual source system by the MV Indian Seal. A significant increase in activity occurred offshore western Newfoundland where four conventional 2-D seismic surveys collected 4 363 km of data for BHP Petroleum, Mobil Oil, Hunt Oil and Western Geophysical. The sixth program, conducted by Mobil Oil, was a wellsite survey on the Grand Banks which included 137 km of high resolution seismic.

The Board's exploration staff completed a regional mapping project to assess the hydrocarbon potential of the Flemish Pass Basin, the Carson - Bonnition Basin and the Central Ridge areas. These areas are all located in the vicinity of the Jeanne d'Arc Basin on the Grand Banks. The maps are based on interpretation by the Board's staff of seismic data submitted by the industry, complemented occasionally by industry reports.

In addition, the Board's staff prepared a report on the prospectiveness of Carboniferous sediments of Bay St. George Basin, Western Newfoundland. The report is based upon extensive literature research and on geochemical analyses of outcrop samples collected during field investigations of the area. Both reports are available from the Board.

In February, 1992, the Board published a set of Guidelines to assist proponents of Geophysical and Geological programs in the Newfoundland offshore area meet the requirements of the *Atlantic Accord Implementation Acts*, the *Geophysical and Geological Regulations* and the *Petroleum Occupational Safety and Health Regulations*. This document replaces one issued jointly by the Board and COGLA in January, 1987.

TABLE 4

Offshore Activity – 1965 through 1992

Activity	Total To March 31/ 91	Total To March 31/ 92
Wells Spudded:		
Exploratory	115	117
Delineation	23	23
Wells Terminated:		
Exploratory	115	117
Delineation	23	23
Metres Drilled:		
Exploratory	395 438	402 276
Delineation	89 642	89 642
Seismic shot (km):	572 760	598 556

TABLE 3

Drilling Activity

Well Name	Latitude Longitude	Drilling Unit	Spudded / Terminated	Status March 31/ 92	Total Depth (m)
BP et al Thorvald P-24	46° 53′ 56″ N 48° 48′ 15″ W	Treasure Searcher	91-06-24 / 91-09-04	Plugged and Abandoned	3 810
Mobil et al Botwood G-89	46° 48′ 29″ N 48° 27′ 32″ W	Treasure Searcher	91-09-06 / 91-10-10	Plugged and Abandoned	3 028

TABLE 5

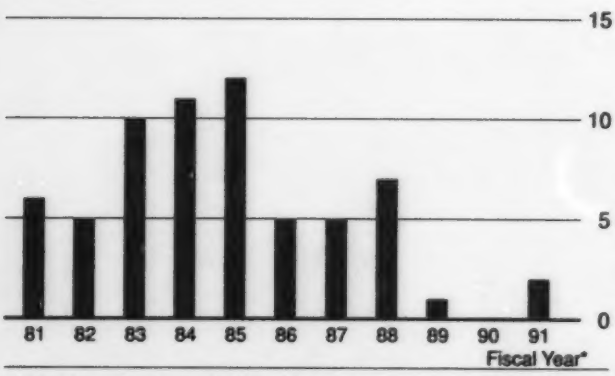
Discovered Resources* – Labrador Shelf Region

Field Name Operator	Oil m^3x10^6 *million bbls.*		Gas m^3x10^9 *billion cu.ft.*		NGL's** m^3x10^6 *million bbls.*	
North Bjarni (Petro-Canada)	–	–	63.3	*2,235*	13.1	*82*
Gudrid (Petro-Canada)	–	–	26.0	*920*	1.0	*6*
Bjarni (Petro-Canada)	–	–	24.3	*859*	5.0	*31*
Hopedale (Chevron)	–	–	3.0	*105*	0.4	*2*
Snorri (Petro-Canada)	–	–	3.0	*105*	0.4	*2*
Totals (March 31/92)	**–**	**–**	**119.6**	***4,224***	**19.9**	***123***

* expressed at the 50% probability of occurrence
** Natural Gas Liquids

FIGURE 3

Drilling Activity, Newfoundland Offshore Area
Wells Spudded



*April 1 of the year indicated to March 31 of the following year

TABLE 6

Discovered Resources* – Northeast Grand Banks Region

Field Name (Operator)	Oil m^3x10^6 *million bbls.*		Gas m^3x10^9 *billion cu.ft.*		NGL's** m^3x10^6 *million bbls.*	
Hibernia (HMDC)	106.0	*666*	28.7	*1,017*	17.7	*111*
Terra Nova (Petro-Canada & (Husky)	64.6	*406*	7.6	*269*	2.2	*14*
Hebron (Mobil)	31.0	*195*	–	–	–	–
Whiterose (Husky)	28.4	*178*	42.7	*1,509*	9.2	*58*
West Ben Nevis (Petro-Canada)	4.0	*25*	–	–	–	–
Mara (Mobil)	3.6	*23*	–	–	–	–
Ben Nevis (Petro-Canada & Husky)	3.0	*19*	6.5	*229*	4.7	*30*
North Ben Nevis (Husky)	2.9	*18*	3.3	*115*	0.7	*4*
Springdale (Esso)	2.2	*14*	6.7	*236*	–	–
Nautilus (Mobil)	2.1	*13*	–	–	–	–
South Tempest (Mobil)	1.3	*8*	–	–	–	–
Fortune (Husky & Esso)	0.9	*6*	–	–	–	–
South Mara (Mobil)	0.6	*4*	4.1	*144*	1.2	*8*
North Dana (Mobil)	–	–	13.3	*470*	1.8	*11*
Trave (Husky)	–	–	0.8	*30*	0.2	*1*
Totals (March 31/92)	**250.6**	***1,576***	**113.7**	***4,019***	**37.7**	***237***

* expressed at the 50% probability of occurrence
** Natural Gas Liquids

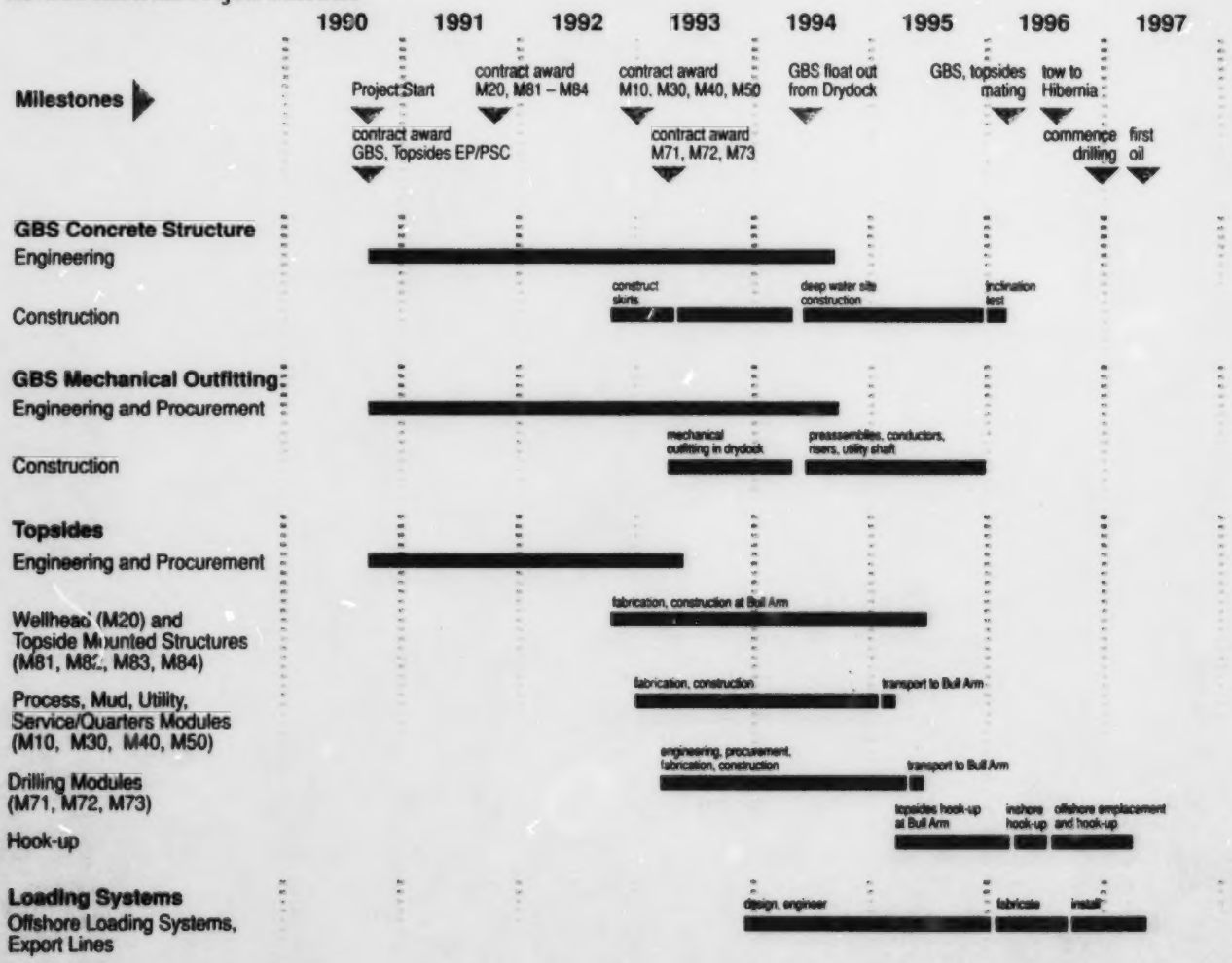
Hibernia

During the year work continued at Bull Arm to prepare the sites for the construction of the Gravity Base Structure (GBS), the construction and assembly of the topsides facilities and the camp which will be able to accommodate 3 000 persons. In Paris and Montreal, the engineering contractors mobilized their design teams for the GBS and the topside facilities and procurement of long lead time items began.

By March 31, 1992 the GBS drydock and GBS quay were completed, the reinforcing steel fabrication and carpentry/ prestress steel assembly buildings were enclosed and the NODECO office building in the GBS construction area was substantially completed. Construction of the drydock involved the placement of two berms containing 406 000 cubic metres of rock fill and the placement of 291 000 cubic metres of impervious till between the berms. It also involved the excavation of 280 000 cubic metres of material to bring the bottom of the dock to an elevation 16.3 metres below mean sea level.

In the topsides area, grading and levelling of a twelve hectare site requiring the excavation of 696 000 cubic metres of overburden and rock and placement of 283 000 cubic metres of rock fill was completed. The topside

FIGURE 4
Revised Hibernia Project Schedule



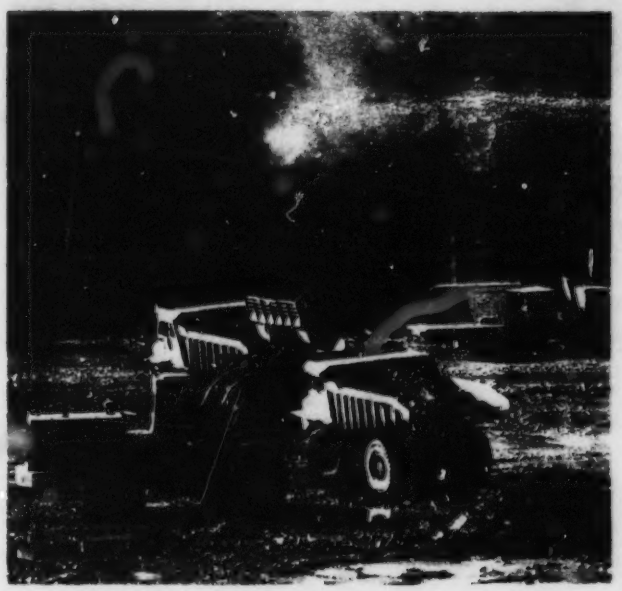
Source: After HMDC

contractor's administration building and two temporary storage buildings were nearing completion and work was underway on the main assembly hall and four associated buildings.

In the camp area, all of the prefabricated building components for thirty 100-person dormitories were delivered to the site and fifteen buildings were completed, bringing the usable camp capacity to approximately 1900 beds. The main kitchen/ dining hall also was completed and work on the recreation centre, gymnasium/ swimming pool and medical centre/ firehall buildings was well advanced.

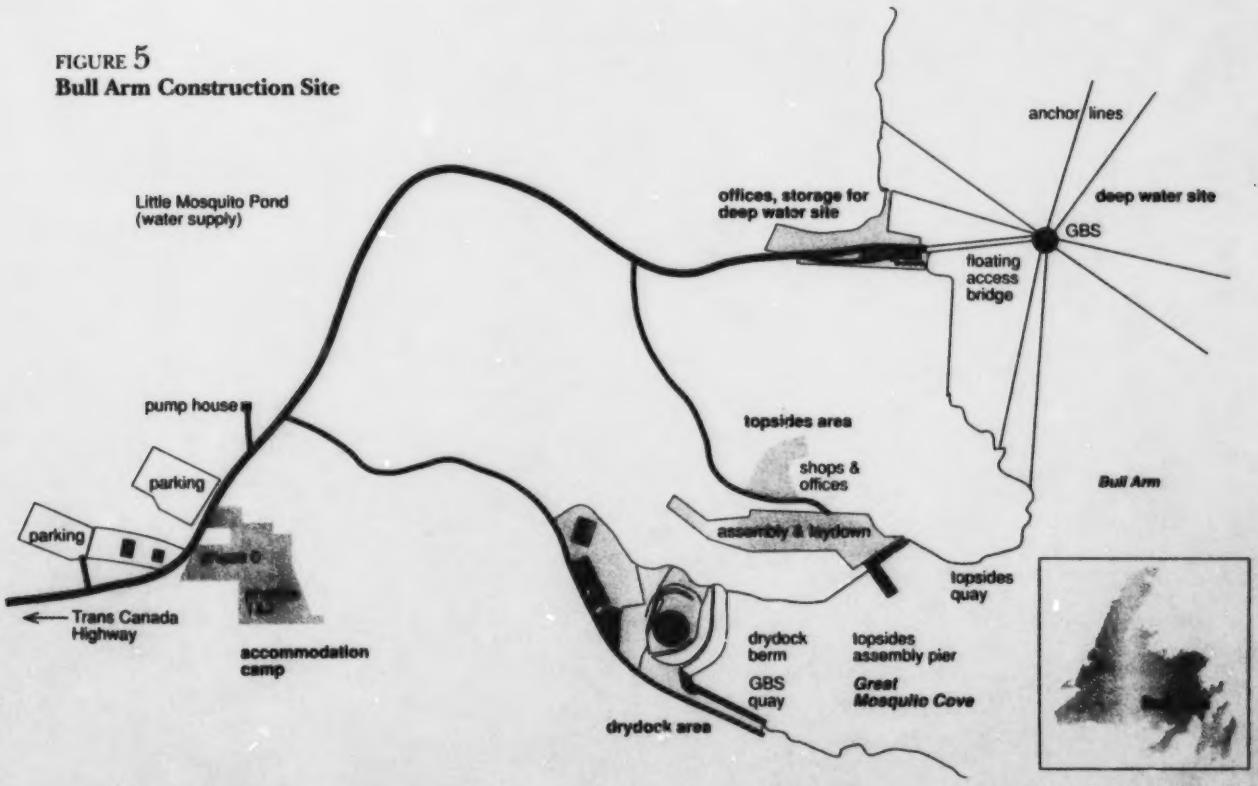
In early February 1992, Gulf Canada informed both governments and its partners of its decision to withdraw from the Project. The remaining partners, Chevron Canada, Mobil Oil Canada and Petro-Canada reaffirmed their commitment to the Project and announced they would actively seek a new partner.

The partners also announced that, while detailed engineering for the topsides and the mechanical outfitting of the GBS would continue, construction of the GBS was to be suspended and the start of production would be rescheduled to 1997. As a result of the decision to reschedule the project, the partners estimated that expenditures during 1992 would be reduced from approximately $1 billion to $570 million, the placement of a number of purchase orders would be delayed and the pace of site development would slow down resulting in the temporary layoff of approximately 500 construction personnel.



Heavy Equipment at work in GBS Drydock

FIGURE 5
Bull Arm Construction Site

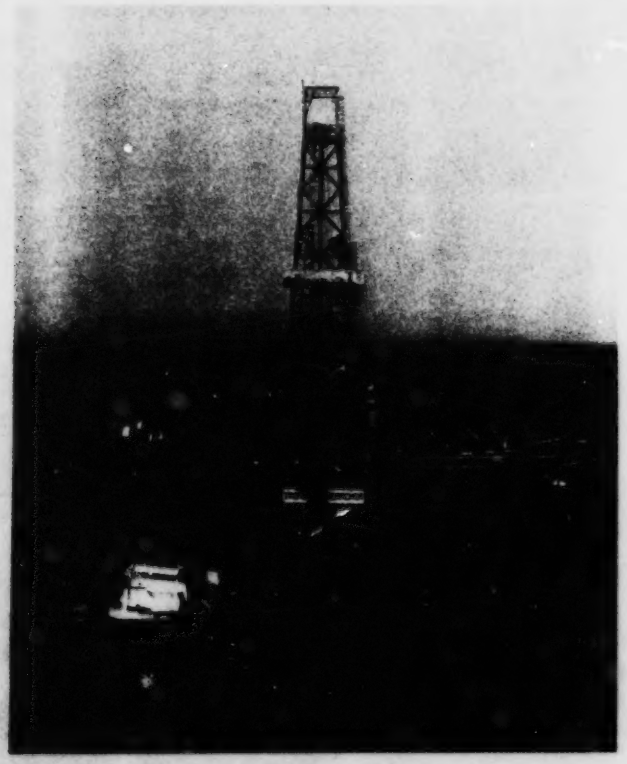


OPERATIONS AND SAFETY

Regulatory Requirements and Associated Guidance
The development of regulations pertaining to petroleum activities in the Newfoundland Offshore Area is nearing completion. Where these regulations have not yet been proclaimed, compliance with the latest draft is made a condition of all authorizations of works or activities issued by the Board. The Board's staff is continuing to develop written guidance to assist affected parties interpret several areas of the regulations.

During the year, draft Information Letters on Drilling Equipment Standards and Requirements and on Installation Safety Analysis were circulated for industry comment. The former document presently is being finalized taking industry response into account. The Board expects to receive comment on the latter document shortly. This Information Letter will provide guidance on the requirements for a Conceptual Safety Analysis and a Risk Analysis contained in the *Installations Regulations* and the *Production and Conservation Regulations* respectively.

Drilling Programs
Applications for Drilling Program Authorizations were received from BP Canada Resources and Mobil Oil Canada Properties and reviewed using the Board's Safety Assessment System. Approvals to drill the Thorvald P-24 and Botwood G-89 wells were subsequently granted to BP and Mobil respectively.



MODU *Treasure Searcher* Drilling Thorvald P-24

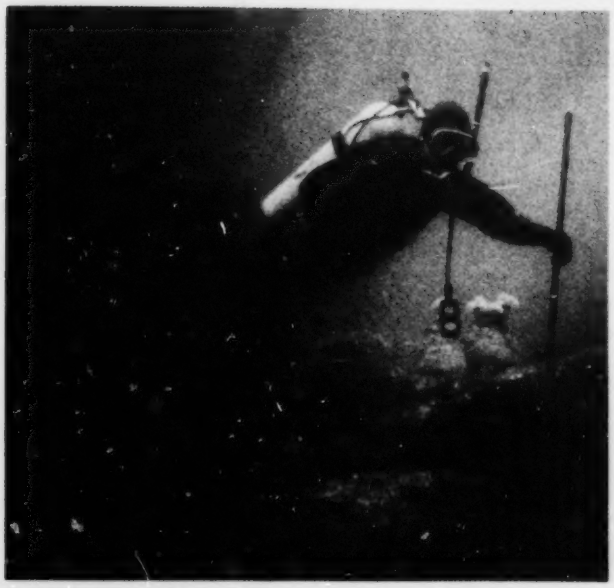
Hibernia
In compliance with a condition established by the Board in approving the Hibernia Development Plan Update, HMDC submitted a report setting out the results of a Concept Safety Analysis of the production installation. The Board noted that the lay-out of the platform topsides provides segregation between hazardous and non-hazardous areas which, combined with the provision of passive fire protection between modules, reduces the possibility of fire and explosion incidents affecting the accommodation module and platform evacuation systems. HMDC is continuing to refine the equipment lay-out to reduce the potential for accumulation of flammable and toxic gases, and the potential for explosion overpressures to cause structural damage.

Hibernia Work and Activity Authorizations
During the reporting period, HMDC was granted Project Development Program Authorizations for the Project Design Program and the Production Installation Construction Program.

The Project Design Program includes all engineering design work related to the GBS, topsides facilities and offshore loading systems.

The Production Installation Construction Program Authorization covers the activities HMDC will undertake during the construction and commissioning of the installation and covers the GBS, topside facilities, offshore loading systems and all operations and activities ancillary to the program.

The Board has also established a system to deal with enquiries related to the interpretation of regulations. Under this system HMDC is required to submit a Regulatory Query Form (RQF) concerning each such enquiry for decision by the Board. A total of 44 RQF's has been received to date.



Diver working at GBS Quay Site

Diving Operations and Certification
Diving Operations in the Newfoundland Offshore Area, including those conducted at Hibernia construction/ assembly sites, are regulated by the Board pursuant to the *Newfoundland Offshore Area Petroleum DivingRegulations.*

During the reporting period the Board issued three Diving Program Authorizations for activities related to the development of the Hibernia GBS construction site. Two involved 1991 activities associated with site development and environmental monitoring. The third Authorization covers diving activity related to GBS construction in 1992.

In addition, thirty-six divers were issued Certificates in various categories pursuant to the *Diving Regulations.* The Board also recognized one physician as a "Diving Doctor" and two as "Specialized Diving Doctors" under the regulations.

Safety Assessment and Inspection
During the year the Board's Safety Officers conducted Safety Assessments of the two drilling programs and two diving programs previously mentioned, and of three geophysical programs and one geotechnical program.

Field inspections are an important part of the Board's Safety Assessment system and this year seventeen were conducted. These included one pre-operations and four routine inspections of a drilling unit; five pre-operations inspections of geophysical/ geotechnical vessels; and three inspections of diving operations.

Lost Time Accidents and Significant Events
Only one lost time accident (LTA), of a very minor nature, was recorded in exploration activities during the reporting period. A total of some 271,000 person hours were worked during this period, resulting in an LTA frequency rate of 3.69 per million hours worked.

Two incidents were noted during the program, although neither resulted in any injury or significant damage. In the first, a lifeboat on the drilling unit Treasure Searcher suffered minor damage while the unit was in port undergoing modifications. In the second, a helicopter en route offshore returned to St. John's as a precautionary measure after detecting a problem in one of its two engines. This incident was reviewed by the Transportation Safety Board of Canada which concluded that the company had acted correctly.

Sinking of the Sleipner GBS
As part of its efforts to ensure that activities in the Newfoundland Offshore Area are conducted safely, the Board maintains a working dialogue with regulatory authorities and selected operating companies in other jurisdictions.

In August 1991, a gravity base structure being built for Statoil, the Norwegian state oil company, for its Sleipner development suffered a structural collapse and sank while undergoing hydrostatic tests at the builder's facilities near Stavanger, Norway. Because of the potential implications of this incident for the Hibernia Project the Board obtained a copy of the technical report prepared by Statoil concerning the event. This report identified the cause of the loss to be a design error which went undetected through the design verification process.

As a result of this accident, the scope of work to be undertaken by the Certifying Authority for the Hibernia project in reviewing the design of the Hibernia platform has been re-examined to ensure a thorough independent assessment of the design is performed.

ENVIRONMENTAL AFFAIRS

Environmental Co-ordination
The Newfoundland Environmental Advisory Committee met once in 1991. At this year's meeting an update was provided on activities related to exploration off the west coast of Newfoundland, and the evolving national environmental assessment regime was discussed.

Oil Spill Exercise
In July 1991, the Board's officers witnessed a field exercise conducted jointly by BP and Mobil in compliance with the terms of their Drilling Program Authorizations. The exercise was held off St. John's harbour using two supply vessels and consisted of the deployment of a containment boom and the simulated recovery and transfer of oil to a deck-mounted tank. The exercise used equipment and personnel from the Industry's joint venture company, East Coast Spill Response Inc.

Environmental Studies Research Fund
The Vice-Chairman of the Board is a member of the Fund's Management Board. The Fund initiated three studies in 1991, two of which have direct relevance to the Newfoundland Offshore Area:

- *Characterization of Iceberg Pits on the Canadian Eastern Continental Shelf*
- *Environmental Sensitivity Atlas for Coastal and Offshore Western Newfoundland*

The latter study, initiated at the request of the Board, will draw together, in digital format, existing biophysical and socio-economic resource and sensitivity information for the region.

Hibernia Construction Sites Environmental Management Committee (HCSEMC)
The Board is represented on this committee and on its technical working groups. NODECO, the GBS construction contractor, submitted a draft Environmental Protection Plan (EPP), covering its sub-contractors and the overall development of the Bull Arm Site, for review and approval in 1991. PCL-Aker Stord-Steen-Becker (PASSB), the successful contractor for topsides construction, submitted an interim EPP covering its work during the first 180 days of this part of the project, while preparing an EPP for the topsides area work. Once the two EPP documents are approved they will together form a complete Bull Arm site EPP.

Hibernia Development Project
Discussions with HMDC regarding the development of its Environmental Protection Plan for offshore production operations, were held on a regular basis throughout the year. These discussions focused on the development of a schedule for the Plan's production, the design of various components of the GBS and topsides, the design of an effects monitoring program, and, the identification of contingency planning requirements for environmental emergencies. An approved EPP will be in place by the time tow-out of the platform to the Hibernia field begins.

West Coast Seismic – Information Meetings
A stipulation of the Exploration Licences issued offshore western Newfoundland was the companies' participation in a public information program prior to conducting any activities. The licencees' proposals to carry out seismic surveys during 1991 led to public information sessions being held in six west coast communities in early May.

The meetings were chaired by representatives of the Board's departments of Environmental Affairs and Public Affairs. The companies presented information on the nature of seismic operations, the environmental aspects of airgun seismic operations, their fisheries compensation policies, and the general timing and location of operations proposed for the late summer of 1991. About 70 people attended the meetings.

Operations carried out later in the year resulted in some damage to fixed fishing gear. The Board's staff monitored the payment of compensation to affected fishermen.

Environmental Conditions – Drilling Operations
Wind and sea conditions had little effect on drilling operations in 1991. One half day of weather-related downtime was experienced at Thorvald P-24, and none at Botwood G-89.

Drilling also was unaffected by pack ice, despite a year of record severity in some coastal areas of the Province. The ice receded from the northeastern Grand Banks about a month before the spudding of Thorvald P-24.

The International Ice Patrol in 1991 recorded the second most severe iceberg year since it began operations in 1913, with an estimated 1828 bergs passing south of 48° North latitude. During the two drilling operations, however, most icebergs passed either along the Newfoundland coastline or down the Flemish Pass to the east of the well sites and no ice-related downtime was recorded at either well.

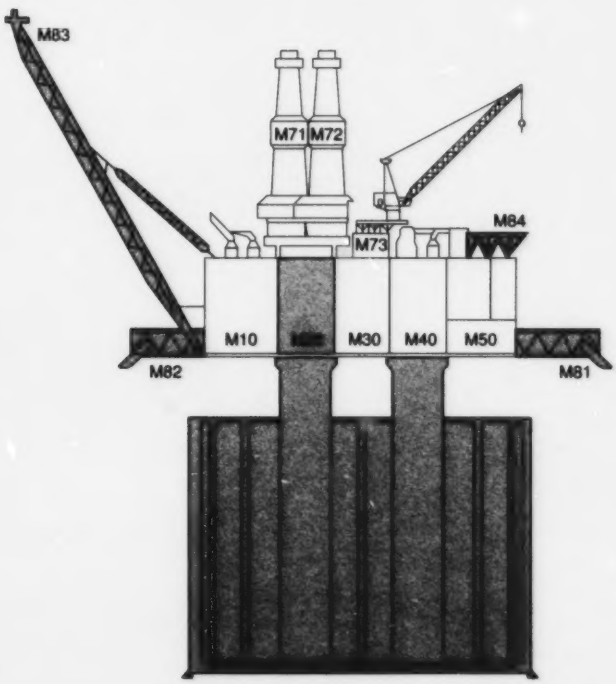
CANADA–NEWFOUNDLAND BENEFITS

Hibernia Canada–Newfoundland Benefits
Pursuant to the Atlantic Accord legislation and the Hibernia Binding Agreement, the Board has primary responsibility, on behalf of both Governments, for monitoring HMDC's performance in meeting the project owners' Canada-Newfoundland benefits commitments for the project. Accordingly, in 1991-92, the Board's efforts were primarily directed at monitoring procurement and contracting decisions and Canadian and Newfoundland content and employment associated with the project.

HMDC Contracting Strategy
In 1991-92, the Board reviewed HMDC's contracting strategy for the fabrication and assembly of the 37 000 - tonne topside facilities. These facilities are comprised of five super modules and seven topside mounted structures, including three drilling modules and four other structures (Figure 6). The Board also closely monitored the evolution of HMDC's sub-contracting plans for the fabrication and installation of the GBS mechanical outfitting. This work is included in the scope of the GBS contract, which was awarded to NODECO in September, 1990. The contracting strategy for each of the major platform components is described in the following five sub-sections.

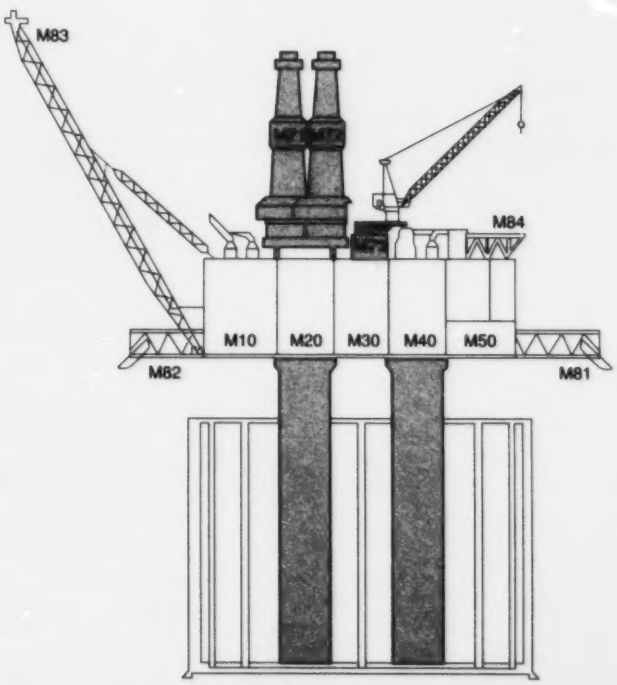
FIGURE 6

Production Platform Components



Components to be Constructed in Newfoundland

	Gravity Base Structure
M20	Wellhead Module
M81	Main Lifeboat Station
M82	Auxillary Lifeboat Station
M83	Flare Boom
M84	Helideck



Components to be Constructed in Canada

M71	Drilling Derrick
M72	Drilling Derrick
M73	Driller's Office and Piperack Decks and Pre-Assemblies for Drilling, Utility Shafts

Newfoundland Super Module
A single contract, valued at approximately $360 million, for fabrication of the wellhead super module (M20), lifeboat stations (M81 and M82), flareboom (M83) and helideck (M84) was awarded to PASSB in September, 1991. PASSB is a joint venture of PCL Constructors of Edmonton, Aker Stord of Norway, Steen Contractors of Toronto and Becker Contractors of St. John's. The total outfitted weight of the wellhead super module and four structures is estimated at 5 500 tonnes. As a result of optimization of the topsides design, the air control module, originally intended to be a part of this contract, was incorporated into the M-50 super module (Figure 6).

The PASSB contract also includes the establishment of several large fabrication and erection halls at Bull Arm, assembly of the super modules and topsides mounted structures on the assembly pier, and platform hook-up and commissioning. The total labour involved in the fabrication, assembly and hook-up work represents approximately five million person-hours of employment. The contract provides for the transfer of offshore fabrication technology from Aker to the Canadian partners in the joint venture and will contribute significantly to the advancement of local labour skills.

As of March 31, PASSB was proceeding to complete the infrastructure according to a schedule which would permit fabrication of M20 to commence in September, 1992.

International Bidding - Four Super Modules
In December, 1991, following an extensive assessment of international fabrication facilities, HMDC established a bidders list for each of the other four super modules. These are the process module (M10), the utility module (M40), the mud module (M30) and the living quarters/ services module (M50), which range in weight from 5 000 to 7 000 tonnes.

Four Canadian yards were invited to prequalify for this work; one declined to be considered and the other three were disqualified by HMDC. Contracts for the fabrication of these super modules have a total estimated value of $400 million, not including the value of equipment and materials to be supplied by HMDC. They are scheduled to be awarded in January, 1993.

Drilling Modules
HMDC initiated procedures to prequalify potential contractors for an Engineering, Procurement and Construction (EPC) contract for the two drilling derricks (M71 and M72) and the drillers' office/ piperack (M73). This contract will be tendered in the fourth quarter of 1992. In consideration of its commitment to construct these modules in Canada, including "best efforts" to construct M73 in Newfoundland, HMDC completed an initial survey of nine Canadian (including two Newfoundland) yards for fabrication work associated with these three modules. Contract award is scheduled for April, 1993.

GBS Mechanical Outfitting
Following an evaluation of Canadian fabrication capability, HMDC and its GBS contractor, NODECO, finalized the sub-contracting arrangements for fabrication of the decks and pre-assemblies for installation in the shafts of the GBS. A total of ten sub-contracts, having an estimated total value of $145 million, were identified. More than 95% of this work will be bid exclusively to Canadian yards. The first sub-contract was awarded in January, 1992 to M & M Offshore of St. John's.

The other sub-contracts will be awarded commencing in the first quarter of 1993. The largest sub-contract, val-

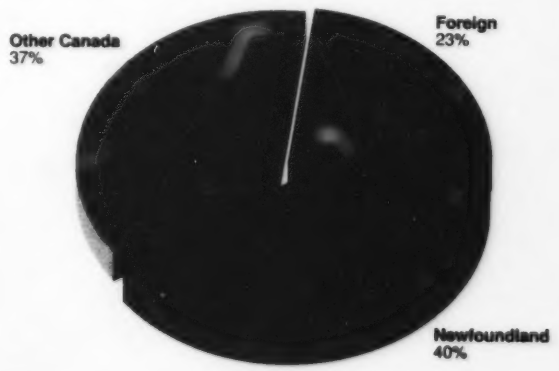
FIGURE 7

Hibernia Project Expenditures
Cumulative; July 1988 through March 31, 1992
($ millions)

Total Expenditures: $565 million

FIGURE 8

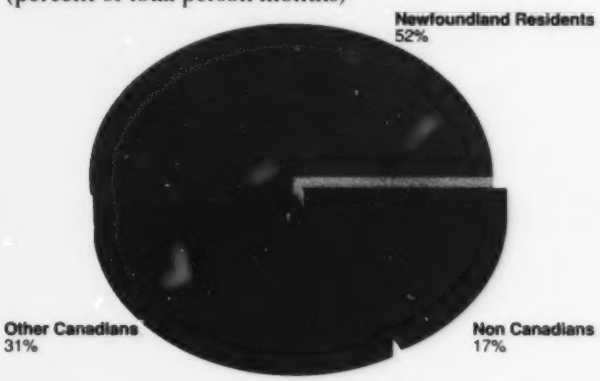
Hibernia Canada/Newfoundland Content
Cumulative; July 1988 through March 31, 1992
(percent of total expenditures)



Total Expenditures: $565 million

FIGURE 9

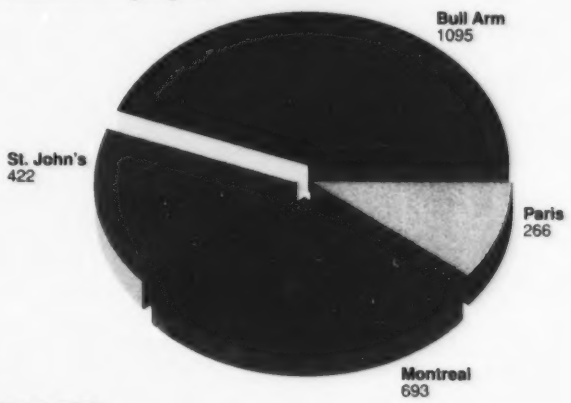
Hibernia Project Employment
Cumulative; July 1988 through March 31, 1992
(percent of total person-months)



Total: 31,500 person-months

FIGURE 10

Hibernia Peak Employment: 1991–1992
January 31, 1992
(number of people)



Total: 2476

ued at approximately $100 million, comprises the fabrication and installation of the modular equipment decks for the utility shaft and the installation of mechanical equipment in the drilling and riser shafts. Mechanical outfitting equipment and bulk materials will be procured separately by NODECO and provided to the selected fabrication yards.

Topsides Equipment and Materials
During the year, Newfoundland Offshore Contractors (NOC) continued the topsides engineering and awarded contracts for 14 major packages of topsides equipment and bulk material items. These will be provided to the module fabrication yards by HMDC. At year end, additional awards were being withheld pending finalization of the revised project schedule.

In December, 1991, HMDC awarded a contract to SCAC Transport Canada Incorporated, Montreal to provide freight forwarding and customs clearance services for the transport of all topsides equipment and bulk materials. These will be shipped to the module yards from various vendors, primarily located in North America and Europe.

A summary of major contracts and sub-contracts awarded to March 31, 1992 is provided in Table 7.

Hibernia Project Expenditures
Cumulative project costs to the end of March amounted to $565 million with Canadian and Newfoundland content reported by HMDC at 77% and 40% respectively of the total expenditures. 1991-92 project costs totalled $448 million. The 77% Canadian content reported to date is well ahead of the overall project target of 55-60%. A cumulative expenditure breakdown is provided in Figure 7. Figure 8 illustrates the Canadian and Newfoundland content of total project expenditures to March 31, 1992.

The Board completed an audit of HMDC's reporting on Canadian and Newfoundland content for the period October 1, 1990 to May 31, 1991. A number of deficiencies were noted in the systems and procedures used to calculate Canadian and Newfoundland content. The recommendations arising from the audit were quickly implemented by the Company.

In October, the Board, assisted by Consulting and Audit Canada, held a seminar on the calculation of Canadian and Newfoundland content using the Canadian General Standards Board definition. The seminar was attended by 30 employees of HMDC, NOC, NODECO and PASSB, including some of their sub-contractors.

Hibernia Project Employment
Total direct employment to the end of March amounted to 31,500 person-months, with Canadians and Newfoundland residents accounting for 83% and 52% respectively. Figure 9 provides a breakdown of this total by nationality and residency. Project employment peaked in January, 1992 with 2476 persons directly employed and decreased to 1880 persons by March 31 as a result of the rescheduling of the project. Figure 10 illustrates peak employment at the four main engineering and construction sites.

The Board's staff met periodically throughout the year with HMDC and each of its two main contractors, NOC and NODECO, to discuss the participation of Canadians in project management and engineering. To the end of March, Canadians accounted for more than 80% of the total project management and topsides engineering person-hours. This relatively high participation is attributed to the execution of these activities in Canada, specifically in St. John's and Montreal, and the strong participation of Canadian engineering companies in the NOC consortium.

TABLE 7

Hibernia Development Project
Major Contracts Awarded ≥ $1 Million
(to March 31, 1992)

Contractor	Item	Primary Work Locations	Value ($Millions)	% Cdn. Content	% Nfld. Content
HMDC Contracts					
NODECO	GBS Engineering / Construction	Nfld. / France	1300	75	55
Newfoundland Offshore Contractors	Topsides EP / PSC	Quebec / Nfld.	360	85	35
PASSB	Site Development / M-20 / TMS / Fabrication	Nfld.	350	94	76
Major Offshore Catering	Site Catering	Nfld.	41	98	72
Lloyds Register	Certifying Authority	Quebec / Nfld.	9	85	66
Halliburton	3D Seismic Survey	Nfld. / Alberta	8	79	31
AOMS - Medical	Medical Services	Nfld.	7	97	84
Ryder Hunt	Quantity Surveyors	Quebec / U.K.	4	47	0
Newfoundland Geosciences	GBS Geotechnical Site Survey	Nfld.	2	29	12
Intergraph	CADD Equipment	Quebec	2	36	0
Nordic Construction	Office Renovations	Nfld.	1	99	51
Fabcon Canada Limited	Construction Supervision	Nfld.	1	100	100
SCAC Transport / PF Collins	Freight Forwarding / Customs Clearance	Nfld. / Quebec	1	91	31
NOC Topsides Purchase Orders					
Dresser Rand Canada Inc.	Gas Compressors - Turbine	Alberta / U.S.	40	43	0
Dresser Rand Canada Inc.	Power Generation Package	Alberta / U.S.	22	21	0
Fabrique de Fer de Charleroi	Structural Steel - Plates	Belgium	12	1	0
Liebherr Werk	Deck Cranes	Germany	7	2	0
Burgess Manning Ltd.	Separators	U.K. / Quebec	7	50	0
LTV Energy Products Company Ltd.	Mud Pumps - High Pressure	U.S.	4	24	0
Bailey Canada Ltd.	Fire & Gas Detection System	Ont. / Que. / Nfld.	3	66	6
Bailey Canada Ltd.	Distributed Control System	Ont ./ Que. / Nfld.	2	83	6
Elliott Turbo Machinery Co. Inc.	Centrifugal Air Compressors	U.S.	2	24	0
Drill Quip Incorporated	Diverter System	U.S.	2	7	0
Dowell Schlumberger	Cementing Unit	U.S.	1	9	0
Canstrut Incorporated	Cable Trays	Ontario	1	100	0
Swaco Geolograph	Mud Treatment Equipment	U.S.	1	22	0
Burgess-Manning Limited	Scrubbers	U.K. / Quebec	1	55	0
PASSB Sub-contracts					
John T. Hepburn	Structural Steel	Ont./ Nfld.	8	94	21
G.J. Cahill / State	Electrical	Nfld.	5	98	43
H.H. Robertson	Metal Roofing / Siding Supply / Install	Ont. / Nfld.	2	100	41
Zycon	Overhead Doors	Ont. / Nfld.	2	100	36
John T. Hepburn	Overhead Cranes	Ont. / Nfld.	1	78	17
NODECO Sub-contracts					
McNamara Construction	Site Development	Nfld.	67	100	96
ADH / ATCO	Permanent Camp Dormitories	Nfld. / Alberta	24	99	73
Atlas Construction	Quays / Water & Sewer	Nfld.	17	98	68
St. Lawrence Cement	Cement	Quebec	10	100	46
Sulco Marine / Vicinay	Mooring Chains	Spain	9	5	0
Morrow Crane	Tower Cranes	Germany	8	0	0
Pitts International	Dredging	Nfld.	8	100	50
Coastal Sand & Gravel	Aggregate	Nfld.	5	100	100
Dominion Bridge	Rebar Prefab Building	Quebec / Nfld.	4	100	32
Ingersoll Rand	Seawater Pumps	Alta / U.S. / France	4	37	0
Kent Industrial	Phase O Camp	N.B.	3	100	0
NGI / Weir Jones	Structure Foundation Monitoring	Norway / BC / Nfld.	3	80	60
D & R Companies	Aggregate Handling	Nfld.	3	82	54
Weir Pumps	Crude Oil Pumps	U.K.	2	15	1
RDS Engineering	3D CADD Engineering	France / Nfld.	2	50	50
McNamara Construction	Foundations	Nfld.	2	100	96
Veritec	Finite Model Test	Norway / France	2	0	0
Beck Construction	Commissary / Tavern / Rec Building	Nfld.	2	100	77
D & R Companies	Concrete Batch Plant	Nfld.	2	82	54
ADH / ATCO	Dry Dock Offices	Nfld.	1	98	54
Bradco Construction	Camp Installation	Nfld.	1	100	58
Mannesmann Handel AG	Tubulars for "J" Tubes and Risers	Germany	1	0	0

Twenty Canadian engineers worked on GBS design in Paris during the year. The participation of Canadian engineers will increase as a result of the transfer of the GBS engineering team from Paris to St. John's in 1992.

Exploration and Pre-Development

Offshore exploration and pre-development expenditures, excluding those associated with the Hibernia project, during the 1991 calendar year amounted to $55,433,000. Table 8 compares these expenditures with those of the previous year.

In addition to the 31,500 person-months relating to the Hibernia project, direct Newfoundland-based employment associated with 1991 exploration and pre-development activities amounted to 1489 person-months, compared with 1800 person-months in the previous year. Table 9 provides a detailed comparison.

TABLE 8

Exploration Expenditure Summary Comparison
($ 000)

Activity		1991		1990
Geophysical/ Geological		4,273		8,537
Drilling				
Equipment	29,991		14,301	
Consumables	6,309		4,011	
Services	6,202		4,986	
Logistics/ Support	4,798		919	
Other	154		1,429	
		47,454		25,646
Pre-Development		2,813		4,169
E&T and R&D*		893		4,050
Total		**55,433**		**42,402**

*Education and Training and Research and Development

TABLE 9

Exploration Employment Comparison
(Person Months)

Company Type	Nfld. Resident		Other Canadian		Total Canadian		Non Canadian		Total	
	1991	1990	1991	1990	1991	1990	1991	1990	1991	1990
Oil Company	56	60	76	26	132	86	15	0	147	86
Drilling Contractor	362	329	66	118	428	447	98	0	526	447
Service / Support Vessel Contractor	262	269	121	75	383	344	55	0	438	344
Other Contractor	276	563	95	131	370	694	8	229	378	923
Total	**956**	**1,221**	**358**	**350**	**1,313**	**1,571**	**176**	**229**	**1,489**	**1,800**
% of Total	**64.2**	**67.8**	**24.0**	**19.5**	**88.2**	**87.3**	**11.8**	**12.7**	**100**	**100**

AUDITORS' REPORT AND FINANCIAL STATEMENTS

ERNST & YOUNG

AUDITORS' REPORT

To the Members of
Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board

We have audited the combined funds balance sheet of **Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board** as at March 31, 1992 and the statement of revenue and expenditure for the year then ended. These financial statements are the responsibility of the Board. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit.

We conducted our audit in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require that we plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by the Board, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In our opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Board as at March 31, 1992 and the results of its operations for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles.

Ernst & Young

St. John's, Newfoundland,
May 4, 1992.

Chartered Accountants

COMBINED FUNDS BALANCE SHEET

As at March 31

	1992 $	1991 $
ASSETS		
Current:		
Cash	**138**	—
Short-term investments (Note 3)	**309,000**	270,000
Accounts receivable	**23,423**	12,833
Claims receivable	**41,300**	224,117
Total Current Assets	**373,861**	506,950
Fixed:		
Land	**92,873**	92,873
Building	**1,338,809**	1,338,809
Landscaping and parking lot	**41,233**	41,233
	1,472,915	1,472,915
	1,846,776	1,979,865
LIABILITIES AND ACCUMULATED FUNDS		
Current:		
Bank overdraft	—	39,812
Accounts payable and accrued liabilities	**373,861**	467,138
Total current liabilities	**373,861**	506,950
Accumulated funds:		
Building Capital Fund	**1,472,915**	1,472,915
	1,846,776	1,979,865

See accompanying notes

On behalf of the Board:

H James Strain
Member

John J Cavalieri
Member

STATEMENT OF REVENUE AND EXPENDITURE

Year Ended March 31

	1992 $	1991 $
REVENUE:		
Grants		
Government of Canada	**2,409,323**	2,425,367
Government of Newfoundland & Labrador	**2,409,323**	2,425,367
	4,818,646	4,850,734
Interest and charges	**37,219**	34,529
Total revenue	**4,855,865**	4,885,263
EXPENDITURE:		
Personnel	**3,552,805**	3,576,721
Travel	**156,514**	160,173
Premises	**483,002**	459,436
Fixed assets	**88,368**	191,614
General	**575,176**	497,319
Total expenditure	**4,855,865**	4,885,263
Excess of revenue over expenditure	**—**	—

See accompanying notes

NOTES TO FINANCIAL STATEMENTS

March 31, 1992

1. Purpose of Organization

The Canada–Newfoundland Offshore Petroleum Board was formed in 1985 to administer the relevant provisions of the *Canada–Newfoundland Atlantic Accord Implementation Acts* as enacted by the Parliament of Canada and the Legislature of Newfoundland and Labrador. The Board is funded by equal contributions from both the Provincial and Federal governments.

2. Significant Accounting Policies

The Board has adopted accounting policies which are generally accepted for use by organizations of this nature. The more significant of these policies are:

(a) Basis of accounting

The Board employs fund accounting, classifying financial statement items in either the operating fund or capital fund. These funds together comprise the combined funds as shown on the balance sheet.

The operating fund represents the cost of the operating assets and liabilities of the Board. Operating expenditures including expenditures for furniture, equipment and vehicles are funded through grants from the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador.

The capital fund represents the cost of the land and building owned by the Board. There was no activity in this fund during 1991 and 1992 fiscal years.

(b) Fixed assets

The Board follows the practice of charging to operations expenditures for furniture, equipment and vehicles in the year of acquisition. Long-term assets such as buildings and land are capitalized in the capital fund. Proceeds from the sale of all fixed assets are repayable to the Federal and Provincial governments.

Expenditures for leased assets, whether operating or capital in nature, are charged to operations in the year of payment.

3. Short-Term Investments

	Purchase Date	Maturity Date	Interest Rate	1992 $	1991 $
Term deposits	March 27/92	April 03/92	6.50%	309,000	—
	March 28/91	April 03/91	8.25%	—	64,000
	March 28/91	April 05/91	8.25%	—	103,000
	March 28/91	April 12/91	8.25%	—	103,000
				309,000	**270,000**

4. Commitments

The Board is committed under terms of a premises lease to make annual rental payments of approximately $450,000 to April 30, 1995.

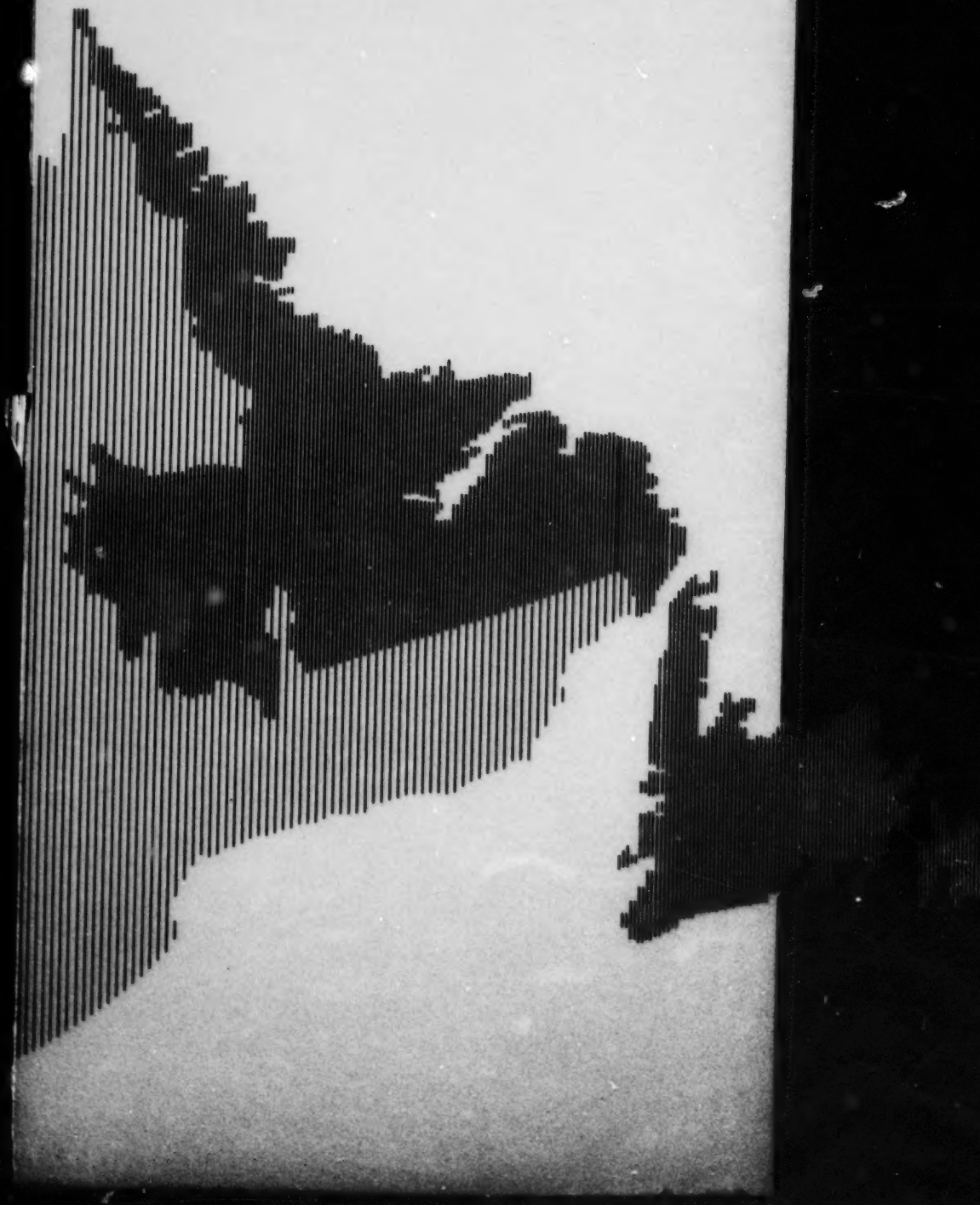
5. Tax-exempt Status

The Board is a non-profit organization and is exempt from income tax under Section 149 of the *Income Tax Act*.

CANADA–TERRE-NEUVE

L'OFFICE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

Rapport annuel 1991-1992



PROFIL

L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, a été établi par la Loi de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada–Terre-Neuve et la *Canada - Newfoundland Atlantic Accord Implementation (Newfoundland) Act*. Il est responsable de la gestion des ressources pétrolières et de l'administration de la réglementation régissant les activités de prospection et de mise en valeur des hydrocarbures au large de Terre-Neuve et du Labrador.

L'Office relève à la fois du gouvernement du Canada et de celui de Terre-Neuve et du Labrador, auxquels il présente chaque année son rapport par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et du ministre des Mines et de l'Énergie respectivement.

TABLE DES MATIÈRES

Rapport du président et premier dirigeant 2

Rapport d'activité 1991-1992 5
- Gestion des terres 6
- Activité de prospection 10
- Activité de mise en valeur 12
- Opérations et sécurité 14
- Affaires environnementales 16
- Retombées économiques pour le Canada et pour Terre-Neuve 17

Rapports financiers 22
- Rapport des vérificateurs et états financiers 23

ISBN 0-921569-13-0

Rapport annuel
1991-1992

Références photographiques

Page 2 Ad Vantage Productions
Encadré: Ray Fennelly
(avec la gracieuse permission de la Société de gestion et de mise en valeur d'Hibernia)

Page 3 Campro Photography

Page 4 Campro Photography

Page 5 Bill Simpkins
(avec la gracieuse permission de la Société de gestion et de mise en valeur d'Hibernia)

Page 7 Campro Photography

Page 13 Ad Vantage Productions
(avec la gracieuse permission de la Société de gestion et de mise en valeur d'Hibernia)

Page 14 Wirig Drilling Canada

Page 15 Polaris Marine Services

Page 22 Manfred Buchheit

Rapport annuel 1991-1992

CANADA- TERRE-NEUVE
L'OFFICE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

20, mai 1992

L'honorable Jake Epp
Ministre de l'Energie,
des Mines et des Ressources
Gouvernement du Canada

L'honorable Rex Gibbons, Ph.D.
Ministre des Mines et de l'Energie
Gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador

Messieurs les Ministres:

Nous, membres de l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, sommes heureux de présenter, conformément à l'article 29 de la législation régissant la mise en oeuvre de l'Accord atlantique, le rapport annuel ainsi que les états financiers de L'Office pour l'exercise financier ayant fin le 31 mars 1992.

Veuillez agréer, messieurs les Ministres, les assurances de notre haute considération.

Le président et premier dirigeant,

H. James Strain, ing.

J.G. Fitzgerald, ing.
Vice-président

G. Ross Peters, ing.
Membre

Hugh G. Miller, P. Geo
Membre

John J. Zwolinski
Membre

Donald J. Anderson
Membre

Desmond B. Sullivan
Membre

Fifth Floor, TD Place, 140 Water Street, St. John's, Newfoundland, Canada. A1C 6H6
Telephone (709) 778-1400 Telecopier (709) 778-1473 Telex 016-4031

Rapport du président et premier dirigeant

Vue aérienne du chantier de construction de Bull Arm, baie de Trinité
Encadré : le site avant le début des travaux

Au cours de l'exercice financier allant du 1er avril 1991 au 31 mars 1992, l'Office a été fort occupé à fournir des conseils de nature réglementaire à la Société de gestion et de mise en valeur d'Hibernia (SGMH) occupée, d'une part, à concevoir la plate-forme de production d'Hibernia aux bureaux d'ingénierie de ses entrepreneurs à Montréal, Paris et St. John's, et, d'autre part, à terminer les installations du chantier de Bull Arm, à Terre-Neuve.

Aux termes de l'Accord exécutoire conclu entre les propriétaires du projet et les deux niveaux de gouvernement, l'Office a été chargé de faire rapport régulièrement aux ministres de l'Énergie sur le contenu en éléments canadiens et terre-neuviens des dépenses encourues par le projet Hibernia, ainsi que sur les questions d'emploi. Entre le 1er avril 1991 et le 31 mars 1992, le projet a encouru des dépenses de 448 millions de dollars, ce qui porte à 565 millions de dollars le total des coûts en immobilisations du projet entre le 1er juillet 1988 et le 31 mars 1992. La part du Canada et de Terre-Neuve à ces coûts cumulatifs est de 77 pour cent et 40 pour cent respectivement.

Cette année, c'est au chantier de construction de Bull Arm qu'on peut observer les plus grands progrès du projet Hibernia; on y a terminé environ 70 pour cent des installations nécessaires à la construction de la structure à embase-poids (SEP) et du supermodule M-20, ainsi que de quatre modules de surface plus petits. La cale sèche, le quai de la SEP, les 12 hectares où seront construits les modules de surface et le camp principal capable d'héberger 3 000 personnes sont virtuellement prêts. Au nombre des éléments importants à terminer, mentionnons les hangars de fabrication des modules de surface, le quai des modules, la jetée d'assemblage des modules et l'infrastructure de services du site en eau profonde pour la SEP dans Bull Arm.

En plus d'avoir donné des conseils à la SGMH sur les règlements reliés aux programmes de conception et de construction de la plate-forme Hibernia, l'Office a conseillé les ministères provinciaux chargés de l'application des règlements en matière de sécurité des travailleurs et de protection de l'environnement au site de Bull Arm. En vertu des Lois sur la mise en oeuvre de l'Accord atlantique, l'Office n'est responsable de la réglementation du Plan de sécurité et du Plan de protection de l'environnement de la SGMH qu'à partir du début des activités de remorquage de la plate-forme au site d'Hibernia.

H. James Strain, Président et premier dirigeant

Le total des employés des entrepreneurs et des sous-traitants de la SGMH directement engagés dans le projet Hibernia est passé de 1 200 à 1 900 entre le début et la fin de l'exercice financier, culminant même à 2 500 en janvier. Le ralentissement annoncé, après le retrait de Gulf Canada, par les trois partenaires restants (Mobil, Petro-Canada et Chevron) explique l'abrupte baisse de main-d'oeuvre en fin d'année.

Suite à ce ralentissement, les trois sociétés propriétaires ont fait savoir que les premiers forages auront lieu au cours du deuxième semestre de 1997 plutôt qu'à la fin de 1996, et que les activités de construction s'étireront sur à peu près sept ans, plutôt que sur les six ans prévus. La date du remorquage de la plate-forme entre Bull Arm et le site d'Hibernia passe ainsi de l'été 1995 à l'été 1996. Les partenaires ont déclaré que le plus gros du ralentissement affectera 1992, qui sera consacré à la recherche d'un ou de plusieurs partenaires pour remplacer Gulf.

L'exploration au large de Terre-Neuve s'est poursuivie à un bon rythme en 1991. BP et al ont foré le puits Thorvald P-24, tandis que Mobil et al ont foré le puits Botwood G-89. Il s'agit là d'un progrès sur 1989 et 1990, années qui chacune n'ont donné lieu qu'à un seul forage.

En plus des forages, quelque 26 000 km de lignes de sondage sismique ont été tirées en 1991 : il y a d'abord eu un important programme de tirs tri-dimensionnels

dans les Grands Bancs, puis environ 4 400 km de tirs bi-dimensionnels au large de la côte ouest de Terre-Neuve.

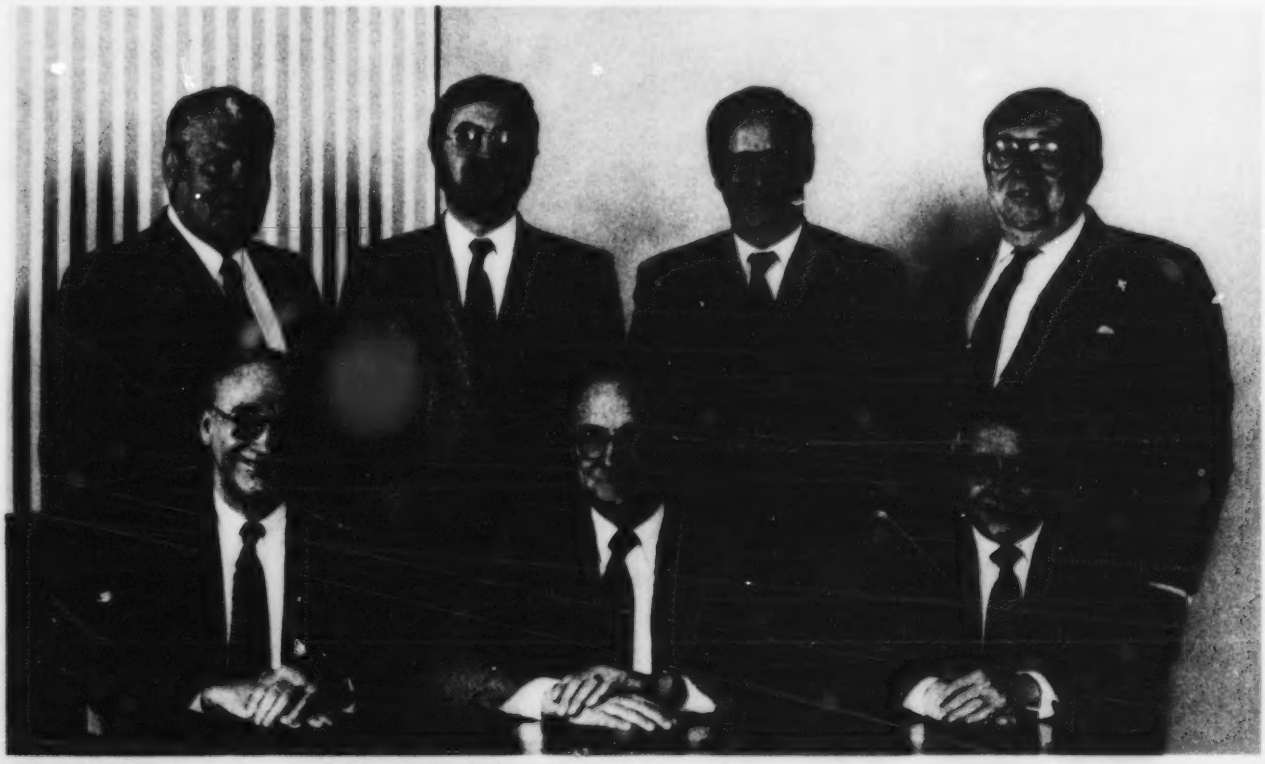
Quatre parcelles ont été vendues à la suite d'offres d'investissements en septembre 1991, dans le cadre du processus d'octroi des terres de l'État à des fins de prospection; des permis de prospection ont été octroyés à cet égard en janvier 1992. La superficie totale des terres présentement touchées par des permis industriels dans les eaux de Terre-Neuve a augmenté de 370 000 hectares au cours de l'exercice financier s'achevant le 31 mars, pour atteindre 2,7 millions d'hectares. L'industrie n'a pas répondu à l'appel de soumissions lancé par l'Office en 1991; par conséquent, l'Office a décidé de ne pas mettre en vente de terres de l'État en 1992. Ce manque de candidatures est attribué à la forte baisse des profits enregistrés par les plus importantes pétrolières canadiennes.

Le Comité du pétrole et du gaz a tenu plusieurs jours d'audiences, en décembre 1991 et en février 1992, sur deux demandes d'attestation de découverte importante formulées par Petro-Canada. L'Office espère recevoir les rapports du Comité sur ces questions avant la fin de 1992.

En terminant, je veux souhaiter la bienvenue à M. Donald J. Anderson, de Calgary, et à M. Desmond B. Sullivan, de St. John's, qui se sont joints à l'Office au cours de l'exercice financier 1991-1992. Ils ont tous deux été embauchés à titre de membres à temps partiel pour une période de six ans par M. Jake Epp, ministre fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

H. James Strain,

Président et premier dirigeant



Membres de l'Office Canada—Terre Neuve des hydrocarbures extracôtiers :
À l'avant (de g. à d.) : John Fitzgerald, H. James Strain, Hugh Miller
À l'arrière (de g. à d.) : Donald Anderson, Desmond Sullivan, Ross Peters, John Zwolinski

Rapport d'activité 1991 - 1992

Cale sèche de la SEP, anse Great Mosquito, Bull Arm

GESTION DES TERRES

Situation des terres
On trouvera au tableau 1 un sommaire de la répartition des terres et des changements survenus durant l'année à cet égard. La superficie totale détenue par l'industrie en vertu de permis est d'environ 2,7 millions d'hectares, une augmentation nette de 370 000 hectares durant l'année. De plus, Gulf, Mobil et Esso (figure 1) détiennent des droits de prospection sur des terres couvrant quelque 2,25 millions d'hectares au sud de St.-Pierre-et-Miquelon. Un tribunal international d'arbitrage devrait statuer d'ici la fin de 1992 sur ce différend frontalier entre les Canada et la France sur la zone extracôtière qui entoure les îles.

Appel d'offres 1991
Suite aux résultats de l'appel de désignation NF90-2 lancé en automne 1990, quatre parcelles de terre ont été soumises à l'appel d'offres NF91-1, qui a pris fin le 6 septembre 1991. Des offres acceptables ont été reçues pour les quatre parcelles, dont trois sont situées dans les Grands Bancs et la quatrième au large de la côte ouest de Terre-Neuve. Les engagements financiers reliés à ces activités dépassent 7,3 millions de dollars. Le tableau 2 rend compte des résultats de cet appel d'offres. Les permis de prospection associés à ces ventes ont été délivrés en janvier 1992.

Appel de désignation 1992
L'Office a décidé de ne pas tenir d'appel d'offres en 1992 à cause de la faible réponse donnée par l'industrie à l'appel de désignation qui prenait fin le 20 décembre 1991.

Terres abandonnées
Au cours de l'année, 150 235 hectares de terres ont été abandonnées et rendues à l'État. BP Canada et al ont abandonné les parcelles EL 1002 (58 817 hectares) et EL 1006 (37 265 hectares). De son côté, Petro-Canada a abandonné 3 912 hectares de la parcelle EL 293, alors que le permis de prospection de Petro-Canada et al sur EL 1001 (50 241 hectares) arrivait à échéance en janvier 1992.

East Rankin H-21
Les 9 et 10 décembre 1991, suite à la demande soumise par Petro-Canada en 1990, le Comité du pétrole et du gaz a procédé à l'examen du projet de décision de l'Office à l'effet que le puits East Rankin H-21 de Chevron et al ne constituait pas une découverte importante. L'Office prévoit recevoir d'ici peu le rapport du Comité à cet égard.

TABLEAU 1

Sommaire de la répartition des terres
Hectares

Titulaire (représentant)	Nombre d'ententes d'exploration au 1 avril 1991		Nombre de périmètres de découverte importante au 1 avril 1991		Nombre des permis de prospection au 31 mars 1992		Nombre d'attestations de découverte importante au 31 mars 1992		Nombre de permis de production au 31 mars 1992	
Mobil Oil Canada	3	*496 183*	7	*35 962*	3	*496 183*	7	*35 962*	1	*22 285*
Labrador Group	–	–	4	*25 185*	–	–	4	*25 185*	–	–
Petro-Canada	5	*292 423*	8	*25 576*	4	*238 270*	8	*25 576*	–	–
Shell Canada	1	*52 501*	–	–	3	*294 284*	–	–	–	–
Husky Oil (Canterra)	–	–	19	*58 391*	–	–	19	*58 391*	–	–
BP Canada	2	*96 082*	–	–	–	–	–	–	–	–
Esso Resources	1	*42 807*	5	*6 046*	1	*42 807*	5	*6 046*	–	–
472310 Alberta	1	*178 460*	–	–	1	*178 460*	–	–	–	–
Hunt Oil	2	*521 170*	–	–	2	*521 170*	–	–	–	–
BHP Petroleum	1	*257 885*	–	–	1	*257 885*	–	–	–	–
Labrador Mining	1	*216 110*	–	–	2	*468 195*	–	–	–	–
Amoco Canada	–	–	–	–	1	*26 904*	–			
Total	**17**	***4 153 621***	**43**	***151 160***	**18**	***2 524 158***	**43**	***151 160***	**1**	***22 285***

King's Cove A-26
Le 22 mai 1991, Petro-Canada et al ont déposé une demande d'attestation de découverte importante au puits King's Cove A-26. Suite à son audience du 9 juillet 1991, l'Office a avisé Petro-Canada qu'il prévoyait décréter que le puits ne constitue pas une découverte importante. Le 12 avril 1991, Petro-Canada demandait que cette décision de l'Office soit examinée par le Comité du pétrole et du gaz; ce dernier a tenu une audience du 11 au 13 février 1992, à Calgary. L'Office prévoit recevoir le rapport du Comité à cet égard avant la fin de 1992.

Découverte importante Nautilus C-92
Le 28 mars 1990, Mobil Oil demandait à l'Office d'attester une seconde découverte importante au puits Nautilus C-92. La découverte initiale, touchant 11 secteurs (3 883 hectares), avait été attestée par le ministre fédéral en 1986, avant l'entrée en vigueur des Lois sur la mise en oeuvre de l'Accord atlantique.

Dans sa réponse, l'Office a indiqué que la lettre de Mobil ne constituait pas une demande de bonne foi aux termes de la Loi, et qu'il refusait de la considérer. La question fut soumise par Mobil et par l'Office à la Section de première instance de la Cour suprême de Terre-Neuve en octobre 1990. Le verdict du tribunal, rendu en décembre 1990, a été portée en appel par l'Office et soumis en novembre 1991 à la Cour d'appel.

En février 1992, la Cour d'appel décrétait que Mobil devait être autorisé à défendre sa cause devant l'Office. Toutefois, la Cour a conclu que toute décision reliée à la notion de découverte importante, telle que définie par la Loi, était du ressort unique de l'Office et que cette décision, rendue après un examen honnête de la demande, était sans appel. Elle a aussi statué qu'un demandeur n'est autorisé à réclamer l'examen d'un projet de décision de l'Office par le Comité du pétrole et du gaz qu'en cas de contentieux relié à la superficie d'une découverte importante.

Mobil a avisé l'Office qu'il demanderait la permission d'en appeler de ce jugement devant la Cour suprême du Canada.

Bureau d'enregistrement
L'Office exploite un registre public qui permet d'enregistrer les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les permis de production, ainsi que certaines des servitudes qui affectent ces droits. Ces documents sont accessibles à toute personne intéressée moyennant le paiement d'un tarif prescrit.

Au cours de l'année, le Bureau a enregistré quatre permis de prospection et onze autres documents; il a également reçu dix demandes d'informations sur le registre.

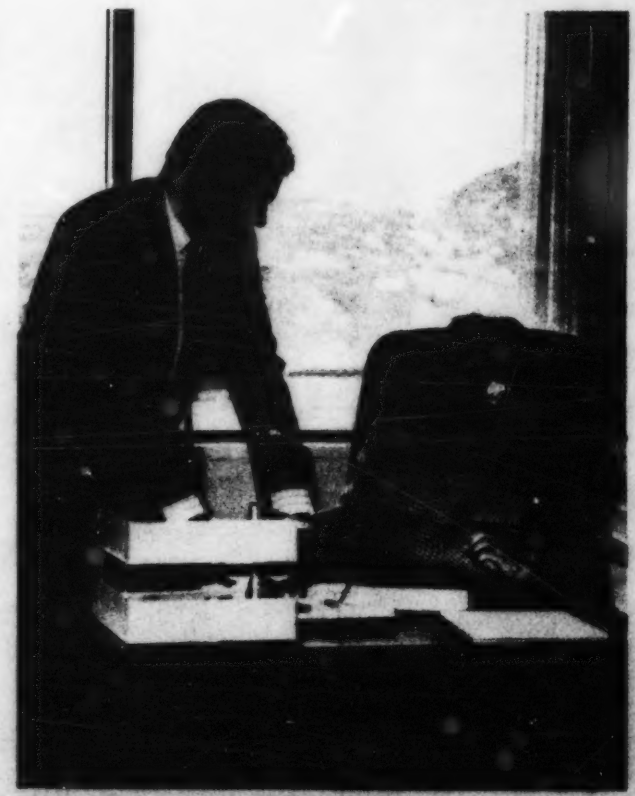
Collecte de fonds
Aux termes des Lois de mise en oeuvre de l'Accord atlantique, l'Office est comptable de collecter certaines recettes. L'an dernier, il a collecté 7 023 492 $ en confiscation de dépôts pour manquement à des engagements reliés à des permis de prospection, 300 $ en droits de permis d'exploitation et 7 974 $ en frais de système d'enregistrement.

TABLEAU 2

Vente des terres de 1992

Parcelle n° *hectares*	Soumissions en valeur de travail	Permis de prospection délivrés à
1 *26 904*	4 198 000 $	Amoco Canada Petroleum Company Ltd Shell Canada Limited Mobil Oil Canada Properties Limited
2 *125 100*	1 376 566 $	Shell Canada Limited
3 *116 683*	1 376 566 $	Shell Canada Limited
4 *252 085*	377 700 $	Labrador Mining and Exploration Company

L'Office est tenu remettre ces sommes au Receveur général du Canada, qui les déposera au Fonds des ressources pétrolières extracôtières de Terre-Neuve. Les revenus déposés à ce fonds sont versés à la province, conformément aux Lois de mise en oeuvre de l'Accord atlantique.



Aide-archiviste et chef de l'attribution des droits, au bureau d'enregistrement de l'Office

FIGURE 1
Terres octroyées en date du 31 mars 1992 au large de Terre-Neuve et du Labrador

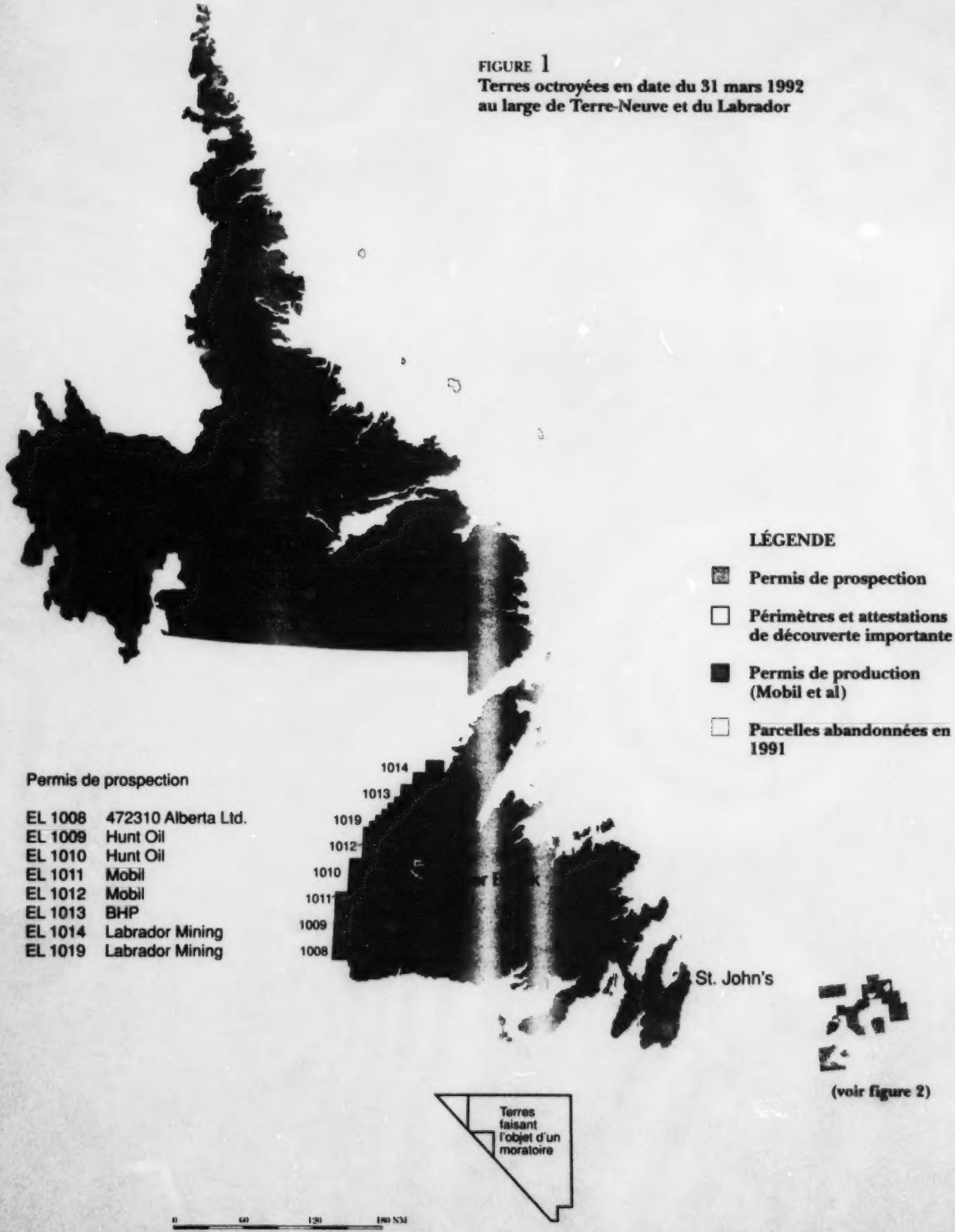
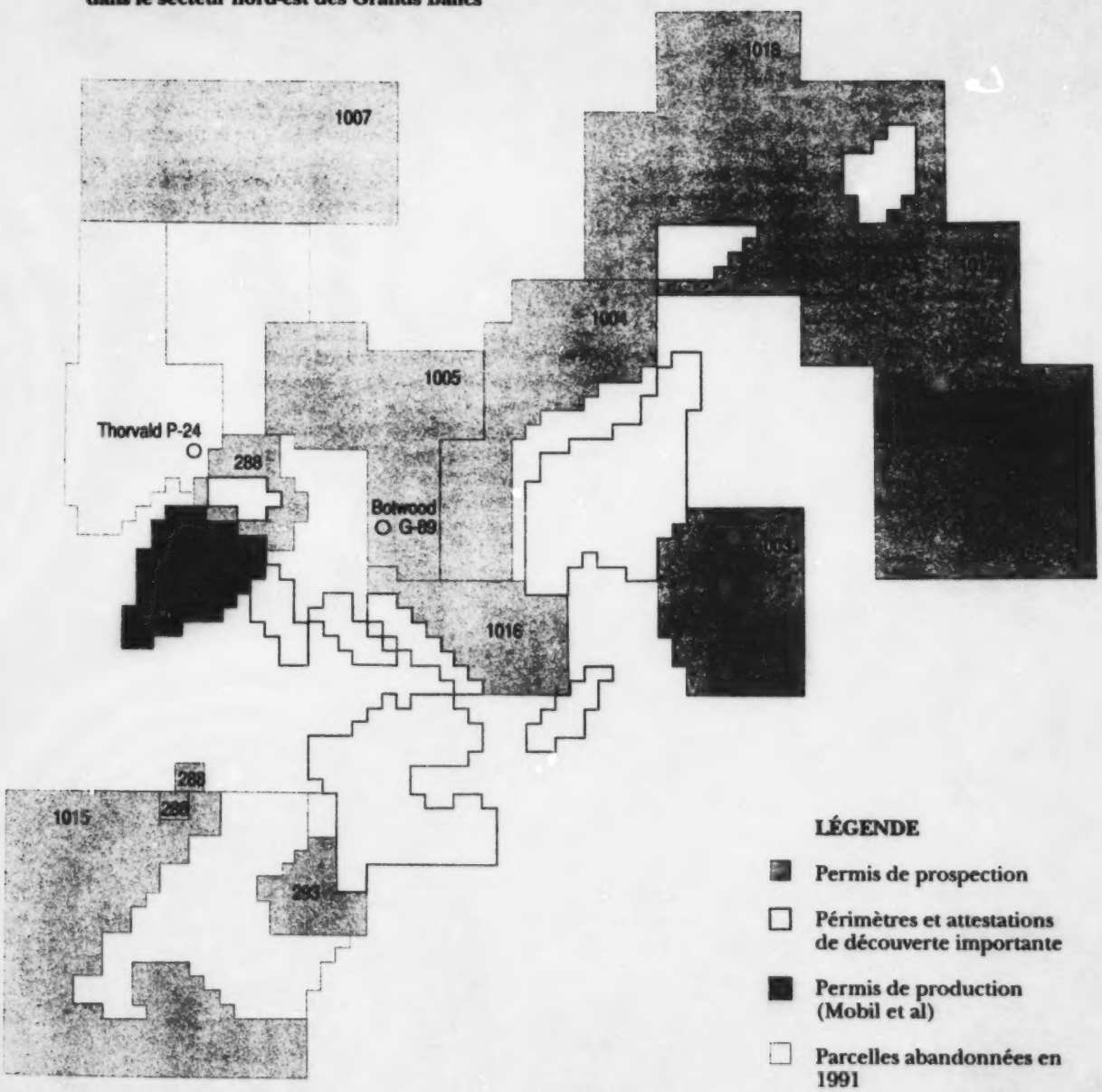


FIGURE 2
Terres octroyées en date du 31 mars 1992 dans le secteur nord-est des Grands Bancs



47°30'

47°00'

46°30'

46°00'

LÉGENDE

- Permis de prospection
- Périmètres et attestations de découverte importante
- Permis de production (Mobil et al)
- Parcelles abandonnées en 1991

Permis de prospection

1003 Esso et al
1004 Shell
1005 Petro-Canada et al
1007 Petro-Canada et al
1015 Petro-Canada
1016 Amoco et al
1017 Shell
1018 Shell
288 Mobil et al
293 Petro-Canada et al

0 10 20 30 NM

0 20 40 60 km

ACTIVITÉ DE PROSPECTION

Forages

Deux puits ont été forés sur les parcelles EL 1002 et 1005 du bassin Jeanne-d'Arc au cours de l'été 1991 (tableau 3). Les deux puits, le Thorvald P-24, de BP et al, et le Botwood G-89, de Mobil et al, ont été abandonnés. La tour de forage Treasure Searcher repartait en mer du Nord en octobre, son programme de forages terminé. La figure 3 esquisse une comparaison graphique du niveau des activités de forage au cours des dix dernières années, et le tableau 4 présente un résumé des forages et des tirs sismiques effectués au large de Terre-Neuve depuis 1965. Les tableaux 5 et 6 exposent l'évaluation, par l'Office, des ressources en hydrocarbures découvertes jusqu'à présent au large de Terre-Neuve.

Activités géologiques et géophysiques

Au cours de l'année, un total de 25 796 km de données sismiques ont été recueillies dans le cadre de six programmes distincts; il s'agit du plus fort taux d'activité enregistré depuis 1984. Le plus vaste de ces programmes a été un levé sismique tri-dimensionnel de la région d'Hibernia effectué au profit de la Société de gestion et de mise en valeur d'Hibernia; les quelque 21 296 km de données sismiques couvrant une superficie de 385 km carrés ont été enregistrées par le nm Indian Seal avec un système double flûte / double source. Il y a aussi eu une importante augmentation des recherches au large de la côte ouest de Terre-Neuve, où quatre lignes de tirs sismiques bi-dimensionnels ont recueilli des données sur 4 363 km pour BHP Petroleum, Mobil Oil et Western Geophysical. Le sixième programme, mené par Mobil Oil, a consisté en un levé à un site de puits dans les Grand Bancs, qui s'est accompagné de 137 km de tirs sismiques à haute résolution.

Les prospecteurs de l'Office ont achevé un projet de cartographie régionale en vue d'évaluer le potentiel en hydrocarbures dans les secteurs du bassin Fleming Pass, du bassin Carson-Bonnition et du Central Ridge, tous situés au voisinage du bassin Jeanne-d'Arc et des Grands Bancs. Ces cartes, qui résultent principalement de l'interprétation sismo-géologique par le personnel de l'Office de données sismiques soumises par l'industrie, sont complétées à l'occasion par des rapports de l'industrie.

En outre, le personnel de l'Office a terminé un rapport sur la présence possible d'hydrocarbures dans les sédiments du Carbonifère du bassin de la baie St. George, à l'ouest de Terre-Neuve. Ce rapport découle d'une importante documentation et de l'analyse géophysique d'échantillons d'affleurements prélevés au cours d'explorations menées dans la région. On peut se procurer ces deux rapports en s'adressant à l'Office.

En février 1992, l'Office a publié un recueil de directives dans le but d'aider les promoteurs de programmes géophysiques et géologiques au large des côtes de Terre-Neuve à satisfaire aux exigences des *Lois de mise en oeuvre de l'Accord atlantique*, des *Règlements en matière de géophysique et de géologie* et des *Règlements de santé et de sécurité du travail dans le secteur pétrolier*. Ce document remplace un précédent document publié conjointement en janvier 1987 par l'Office et l'APGTG.

TABLEAU 4

Activités extracôtières de 1965 à 1992

Activité	Au 31 mars 1991	Total au 31 mars 1992
Puits commencés :		
exploration	115	117
délimitation	23	23
Puits achevés :		
exploration	115	117
délimitation	23	23
Mètres forés :		
exploration	395 438	402 276
délimitation	89 642	89 642
Tirs sismiques (km):	572 760	598 556

TABLEAU 3

Activité de forage

Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Commencé / Terminé	État au 31 mars 1992	Profondeur totale (m)
BP et al Thorvald P-24	46° 53′ 56″ N 48° 48′ 15″ O	Treasure Searcher	91-06-24 / 91-09-04	Bouché et Abandonné	3 810
Mobil et al Botwood G-89	46° 48′ 29″ N 48° 27′ 32″ O	Treasure Searcher	91-09-06 / 91-10-10	Bouché et Abandonné	3 028

TABLEAU 5

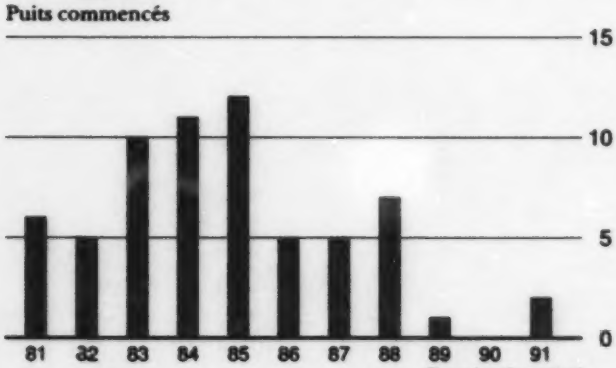
Ressources découvertes*
région du plateau du Labrador

Champ (Exploitant)	Pétrole m^3x10^6 *millions de barils*		Gaz m^3x10^9 *milliards de pieds cubes*		LGN** m^3x10^6 *millions de barils*	
North Bjarni (Petro-Canada)	–	–	63,3	*2 235*	13,1	*82*
Gudrid (Petro-Canada)	–	–	26,0	*920*	1,0	*6*
Bjarni (Petro-Canada)	–	–	24,3	*859*	5,0	*31*
Hopedale (Chevron)	–	–	3,0	*105*	0,4	*2*
Snorri (Petro-Canada)	–	–	3,0	*105*	0,4	*2*
Totaux (au 31 mars 1992)	–	–	**119,6**	***4 224***	**19,9**	***123***

* Suivant un facteur de probabilité de 50 p. cent
** Liquides de gaz naturel

FIGURE 3

Activité de forage au large de Terre-Neuve et du Labrador
Puits commencés



*Du 1er avril de l'année indiquée au 31 mars de l'année suivante

TABLEAU 6

Ressources découvertes*
région du nord-est des Grands Bancs

Champ (Exploitant)	Pétrole m^3x10^6 *millions de barils*		Gaz m^3x10^9 *milliards de pieds cubes*		LGN** m^3x10^6 *millions de barils*	
Hibernia (HMDC)	106,0	*666*	28,7	*1 017*	17,7	*111*
Terra Nova (Petro-Canada & Husky)	64,6	*406*	7,6	*269*	2,2	*14*
Hebron (Mobil)	31,0	*195*	–	–	–	–
Whiterose (Husky)	28,4	*178*	42,7	*1 509*	9,2	*58*
West Ben Nevis (Petro-Canada)	4,0	*25*	–	–	–	–
Mara (Mobil)	3,6	*23*	–	–	–	–
Ben Nevis (Petro-Canada & Husky)	3,0	*19*	6,5	*229*	4,7	*30*
North Ben Nevis (Husky)	2,9	*18*	3,3	*115*	0,7	*4*
Springdale (Esso)	2,2	*14*	6,7	*236*	–	–
Nautilus (Mobil)	2,1	*13*	–	–	–	–
South Tempest (Mobil)	1,3	*8*	–	–	–	–
Fortune (Husky & Esso)	0,9	*6*	–	–	–	–
South Mara (Mobil)	0,6	*4*	4,1	*144*	1,2	*8*
North Dana (Mobil)	–	–	13,3	*470*	1,8	*11*
Trave (Husky)	–	–	0,8	*30*	0,2	*1*
Totaux (au 31 mars 1992)	**250,6**	***1,576***	**113,7**	***4 019***	**37,7**	***237***

* Suivant un facteur de probabilité de 50 p. cent
** Liquides de gaz naturel

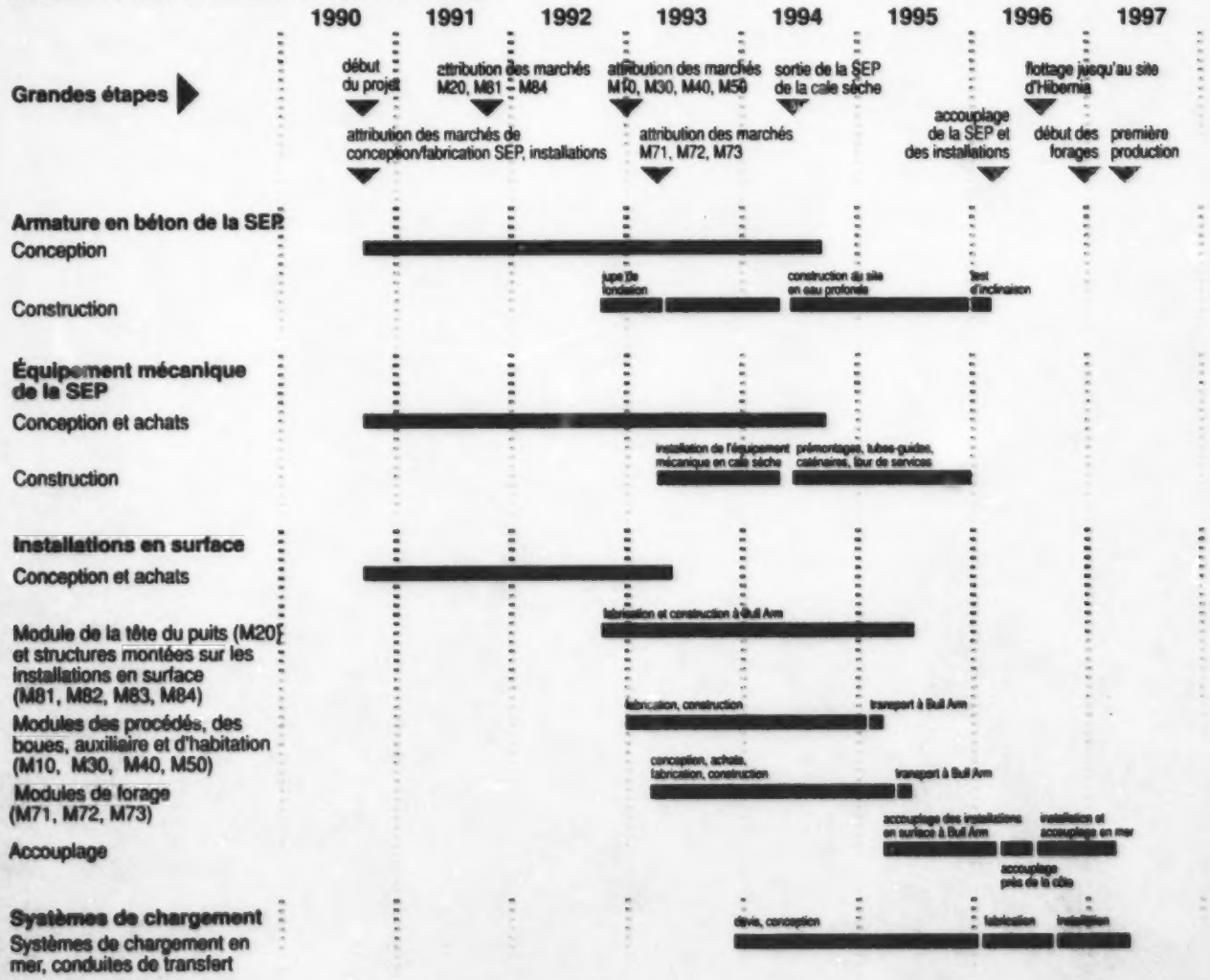
ACTIVITÉ DE MISE EN VALEUR

Hibernia

Cette année, les travaux se sont poursuivis à Bull Arm en vue d'aménager les sites de construction de la structure à embase-poids (SEP) et des installations en surface, ainsi que le camp qui, au plus fort des travaux, hébergera 3 000 personnes. À Paris et à Montréal, les entreprises de génie ont mobilisé leurs équipes pour la conception de la SEP et des installations de surface, tandis que l'achat de l'équipement à long délai de livraison a débuté.

En date du 31 mars 1992, la cale sèche et le quai de la SEP étaient terminés, les halls d'assemblage des armatures, de la charpenterie et de l'acier de précontrainte étaient clos, alors que l'édifice administratif de NODECO dans la zone du chantier de la SEP était en voie d'achèvement. La construction de la cale sèche a supposé l'aménagement de deux risbermes, qui a nécessité le déversement de 406 000 mètres cubes d'enrochement et celui de 291 000 mètres cubes de matériaux imperméables entre les deux. Il a aussi fallu extraire 280 000 mètres cubes de matériaux pour porter le fond de la cale à 16,3 m en dessous du niveau moyen de la mer.

FIGURE 4
Calendrier révisé de la mise en valeur d'Hibernia



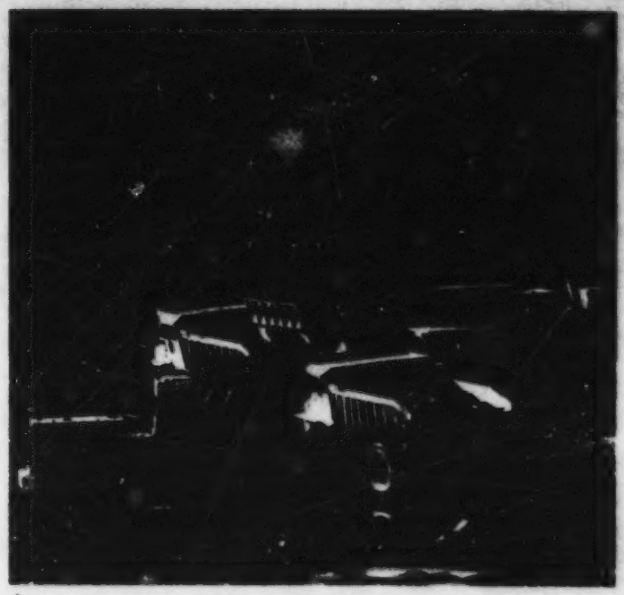
Source : SGMH

Dans la zone des installations de surface, on a effectué le surfaçage et le nivellement d'un terrain de douze hectares, ce qui a demandé l'enlèvement de 696 000 mètres cubes de mortes-terres et de rocher et l'ajout de 283 000 mètres cubes d'enrochement. Les locaux administratifs de l'entrepreneur des installations de surface et deux entrepôts temporaires étaient presque terminés, alors que la construction du principal hall d'assemblage et de quatre édifices annexes allait bon train.

Dans la zone du camp, toutes les composantes préfabriquées des trente dortoirs, pouvant chacun recevoir 100 personnes, ont été livrées et quinze des dortoirs sont achevés, ce qui porte la capacité d'accueil du camp à 1 900 lits. La principale salle de cuisine et de service de la nourriture est aussi terminée; les travaux reliés au centre récréatif, au complexe gymnase-piscine, et à l'édifice du centre médical et du poste d'incendie sont en bonne voie.

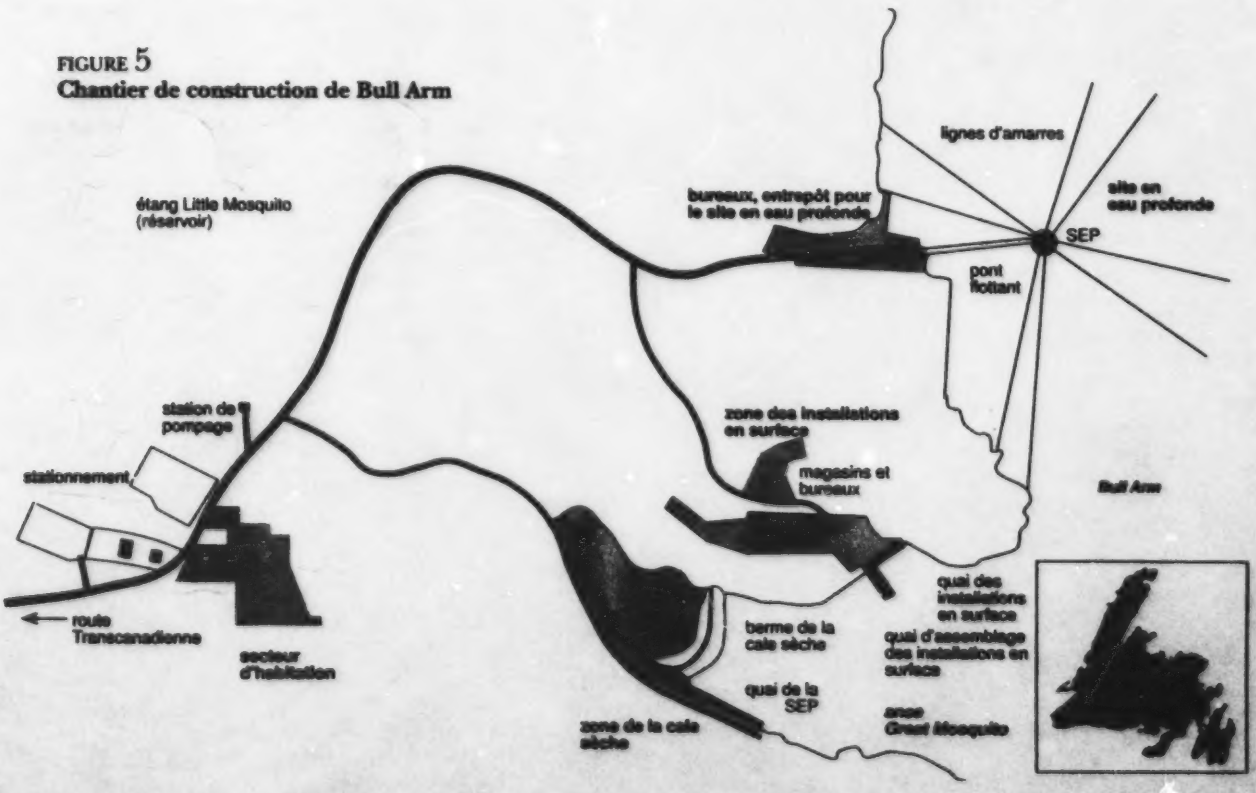
Au début de février 1992, Gulf Canada a informé les deux gouvernements et ses partenaires qu'il avait décidé de se retirer du projet. Les partenaires restants, Chevron Canada, Mobil Oil Canada et Petro-Canada ont réaffirmé leur engagement envers le projet et annoncé qu'ils se mettaient immédiatement à la recherche d'un nouveau partenaire.

Les partenaires ont également annoncé ce qui suit : les travaux de conception détaillée des installations de surface et de l'équipement mécanique de la SEP se poursuivront tel que prévu; cependant, la construction de la SEP sera suspendue et le début de la production sera par conséquent reporté à 1997. Suite à ce report, les partenaires ont évalué que les dépenses de 1992, qui devaient atteindre 1 milliard de dollars, seraient réduites à 570 millions de dollars, qu'un certain nombre de commandes seraient remises à plus tard et que le rythme d'aménagement du chantier serait ralenti, ce qui entraînera la mise à pied temporaire d'environ 500 employés de la construction.



Équipement lourde au travail, dans la cale sèche de la SEP

FIGURE 5
Chantier de construction de Bull Arm



OPÉRATIONS ET SÉCURITÉ

Exigences et conseils en matière de réglementation
L'élaboration de règlements sur les activités reliées aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve arrive à son terme. Dans les quelques cas où ces règlements n'ont pas encore été proclamés, l'approbation des travaux et des activités en mer par l'Office dépend du respect de leur dernière version. Le personnel de l'Office continue de préparer des interprétations écrites pour aider les parties touchées à mieux comprendre divers éléments de la réglementation.

Au cours de l'année, on a fait circuler dans l'industrie deux Lettres d'information, l'une sur les normes et exigences en matière d'équipement de forage et l'autre sur l'analyse de la sécurité des installations. À partir des commentaires reçus, on termine la rédaction du premier document; on attend les réactions de l'industrie pour en faire de même avec le second, qui servira à expliquer les exigences de conception en matière d'analyse de sécurité de la conception et d'analyse de risques prévues au *Règlement relatif aux installations* et au *Règlement relatif à la production et à la conservation*.

Unité mobile de forage en mer *Treasure Searcher*, au puits Thorvald P-24

Programmes de forage
Des demandes d'Autorisation de programme de forage ont été soumises par BP Canada Resources et par Mobil Oil Canada Properties; elles ont été examinées au moyen du Système d'évaluation de la sécurité de l'Office. Des autorisations de forage pour Thorvald P-24 et Botwood G-89 ont par la suite été accordées, respectivement, à BP et à Mobil.

Hibernia
Conformément à une condition d'approbation, par l'Office, du Plan de mise en oeuvre d'Hibernia - Mise à jour, la SGMH a soumis les résultats d'une analyse sur la sécurité de la conception des installations de production. L'Office a remarqué que le plan des installations en surface de la plate-forme distinguait les zones sécuritaires des zones à risques, ce qui, associé à la présence de protection passive contre l'incendie entre les modules, réduisait la possibilité qu'un incendie ou une explosion affectent le module de logement et les systèmes d'évacuation de la plate-forme.

La SGMH continue à raffiner la disposition de l'équipement de façon à réduire le potentiel d'accumulation de gaz inflammables et toxiques, ainsi que la possibilité que les pressions excessives causées par une explosion n'endommagent la structure.

Approbation de travaux et d'activités dans la zone d'Hibernia
Durant la période couverte par ce rapport, la SGMH a accordé des autorisations de mise en oeuvre au Programme de conception du projet et au Programme de construction des installations de production.

Le Programme de conception du projet comprend tous les travaux de conception reliés à la SEP, aux installations en surface et aux systèmes de chargement en mer.

L'Autorisation du programme de construction des installations de production touche les activités de la SGMH pendant la construction et la sous-traitance des installations; celles-ci comprennent la SEP, les installations en surface et les systèmes de chargement en mer, ainsi que toutes les opérations et activités connexes.

L'Office a aussi établi un système pour répondre aux questions soulevées par l'interprétation des règlements. Aux fins de ce système, la SGMH est tenue d'accompagner chacune de ses demandes à l'Office d'une Formule

Plongeur à l'emplacement du quai de la SEP

de demande réglementaire (FDR). Jusqu'à maintenant, l'Office a reçu 44 de ces demandes.

Opérations et certificats de plongée
Les opérations de plongée dans la zone extracôtière de Terre-Neuve, y compris celles menées aux sites de construction et d'assemblage d'Hibernia dans la province, sont réglementées par l'Office aux termes des *Newfoundland Offshore Area Petroleum Diving Regulations.*

Au cours de l'année, trois Autorisations de programmes de plongée ont été délivrées, pour des activités liées à la préparation du chantier de construction de la SEP d'Hibernia. Deux de ces activités, menées en 1991, touchaient la préparation du chantier et la surveillance de l'environnement; la troisième, menée en 1992, touchait la construction de la SEP.

En outre, trente-six plongeurs ont reçu des Certificats dans diverses catégories en vertu des *Diving Regulations.* L'Office a aussi désigné trois médecins aux termes du règlement, l'un comme "médecin de plongée" et les deux autres comme "médecins de plongée spécialisés".

Évaluation de la sécurité et inspection
Au cours de l'année, les inspecteurs de l'Office ont procédé à l'évaluation de la sécurité des programmes de forage et de plongée susmentionnés, ainsi que de trois programmes de géophysique et d'un programme de géotechnique.

Les inspections sur le terrain occupent une place importante dans le Système d'évaluation de la sécurité de l'Office, qui en a conduit 17 durant l'année qui vient de s'écouler. Il a ainsi mené une inspection préalable et quatre inspections de routine à bord d'une installation de forage en mer; cinq inspections préalables de navires de recherche géophysique et géotechnique; et trois inspections d'opérations de plongée.

Accidents ayant entraîné des pertes de temps et événements significatifs
Un seul accident mineur ayant entraîné des pertes de temps a marqué les activités de prospection au cours de la période visée par le présent rapport. Compte tenu d'un total de 271 000 heures / personnes travaillées durant cette période, on relève un taux d'occurrence de 3,69 par million d'heures travaillées.

Deux autres incidents sont survenus durant le programme, mais sans entraîner de blessure ou de dommage important. Dans le premier cas, un engin de sauvetage de l'installation de forage Treasure Searcher a été légèrement endommagé alors que l'unité était au port, en train de subir des modifications. Dans le deuxième cas, un hélicoptère en route vers la haute mer a dû rentrer à St. John's par mesure de prudence à la suite d'une défaillance de l'un de ses deux moteurs; l'incident a été examiné par la Commission de la sécurité des transports du Canada, qui a conclu que la Société avait bien agi dans l'occurrence.

Naufrage de la SEP Sleipner
Dans le cadre de ses efforts pour assurer la sécurité des activités dans la zone extracôtière de Terre-Neuve, l'Office reste en rapport constant avec les législateurs et certaines sociétés pétrolières d'autres juridictions.

En août 1991, une SEP construite pour le programme de prospection Sleipner de Statoil, la société pétrolière nationale de Norvège, s'est effondrée et a coulé au cours de tests hydrostatiques en chantier, près de Stavanger (Norvège). À cause des liens possibles de cet accident avec le projet Hibernia, l'Office a étudié le rapport subséquemment publié par Statoil, qui attribue l'accident à une erreur de conception passée inaperçue à l'étape de la vérification des devis.

Suite à cet accident, il a été convenu de réexaminer le mandat de l'Agence de certification chargée de réviser les devis de la plate-forme Hibernia, afin de s'assurer qu'une évaluation complète et impartiale de la conception soit effectuée.

AFFAIRES ENVIRONNEMENTALES

Coordination environnementale
Le Comité consultatif de l'environnement de Terre-Neuve s'est réuni une fois en 1991. À la réunion de cette année, il a été question des activités de prospection sur la côte ouest de Terre-Neuve et de l'évolution du régime national d'évaluation de l'environnement.

Fuites d'hydrocarbures - exercice pratique
En juillet 1991, en application des conditions d'approbation de leur programme de forage, BP et Mobil ont mené un exercice sur le terrain auquel ont assisté des agents de l'Office. Pour cet exercice qui s'est déroulé dans le havre de St. John's, on a fait appel à deux navires de soutien, qui ont déployé une barrière de confinement et simulé le ramassage et de transfert du pétrole dans des réservoirs installés sur le pont. Eastcoast Spill Response Inc., la société en participation de l'industrie, a fourni l'équipement et le personnel nécessaires.

Fonds pour l'étude de l'environnement
Le vice-président de l'Office est membre du conseil d'administration du Fonds pour l'étude de l'environnement. Deux des trois études entreprises en 1991 touchent exclusivement la zone extracôtière de Terre-Neuve :

- *Characterization of Iceberg Pits on the Canadian Eastern Continental Shelf*
- *Environmental Sensitivity Atlas for Coastal and Offshore Western Newfoundland*

Cette dernière étude, entreprise à la demande de l'Office, réunira sous forme numérique l'ensemble des données biophysiques et socio-économiques sur les ressources et la sensibilité de la région.

Comité de gestion environnementale des chantiers de construction d'Hibernia (CGECCH)
L'Office est représenté au sein de ce comité et de ses groupes de travail techniques. NODECO, maître d'oeuvre de la construction de la SEP, a soumis à l'examen du Comité une version préliminaire de Plan de protection de l'environnement (PPE) touchant ses sous-traitants et l'aménagement global du chantier de Bull Arm, en vue de le faire approuver pour 1991. PCL-Aker Stord-Steen-Becker (PASSB), l'entreprise retenue pour la construction des installations de surface, a déposé un Plan provisoire de protection de l'environnement sur les premiers 180 jours de cette partie du projet; elle prépare actuellement un PPE pour le travail relié à la zone de construction des installations. Une fois que les deux documents seront approuvés, ils seront réunis pour former un PPE complet pour le chantier de Bull Arm.

Projet de mise en valeur d'Hibernia
L'Office a eu des entretiens réguliers avec la SGMH au cours de l'année sur l'élaboration d'un Plan de protection de l'environnement affecté par les opérations de forage extracôtières. Ces entretiens ont porté sur la préparation d'un calendrier pour la production du plan, la conception des diverses composantes de la SEP et des installations en surface, l'élaboration d'un programme de surveillance des effets sur l'environnement et l'établissement d'exigences en matière de planification des urgences environnementales. Un PPE devra être approuvé d'ici le début du remorquage de la plate-forme Hibernia vers le site en haute mer.

Audiences publiques sur les tirs sismiques au large de la côte ouest
Les Permis de prospection délivrés pour la zone extracôtière de l'ouest de Terre-Neuve stipulent que les sociétés participent à un programme d'information du public avant d'entreprendre leurs activités. Les titulaires de permis se proposant d'effectuer des levés sismiques en 1991, des audiences publiques ont été tenues au début mai dans six localités de la côte ouest.

Ces rencontres ont été animées par des représentants des services des Affaires environnementales et des Affaires publiques de l'Office. Les entreprises ont présenté diverses informations sur la nature des activités sismiques, les effets sur l'environnement des tirs sismiques par canon pneumatique, leurs politiques de compensation des pêcheurs et le calendrier des activités prévues pour la fin de l'été 1991. Quelque 70 personnes ont assisté à ces réunions.

Les activités menées plus tard au cours de l'année ont causé certains dégâts à des engins fixes; le personnel de l'Office a vu personnellement à ce que des compensations soient versées aux pêcheurs affectés.

Conditions environnementales - opérations de forage
Les vents et l'état de la mer ont eu peu d'effet sur les activités de forage en 1991. Le mauvais temps a interrompu environ une demie-journée les travaux au puits Thorvald P-24, alors que ceux du puits Botwood G-89 se sont déroulés sans interruption.

Les forages n'ont pas été affectés par le pack, malgré une année record à cet égard dans certaines régions côtières de Terre-Neuve. Environ un mois avant la mise en place du puits Thorvald P-24, les glaces s'étaient déjà retirées du nord-est des Grands Bancs.

La Patrouille internationale des glaces a dénombré l'an dernier 1 828 icebergs au sud du 48° parallèle, ce qui fait de 1991 la deuxième année en termes d'abondance des icebergs depuis la formation de l'organisme, en 1913. Toutefois, durant les activités de forage, la plupart de ces icebergs sont passés soit en bordure de la côte de Terre-Neuve, soit par la Flemish Pass, à l'est des puits, et les travaux n'ont subi aucun retard à l'un ou l'autre puits.

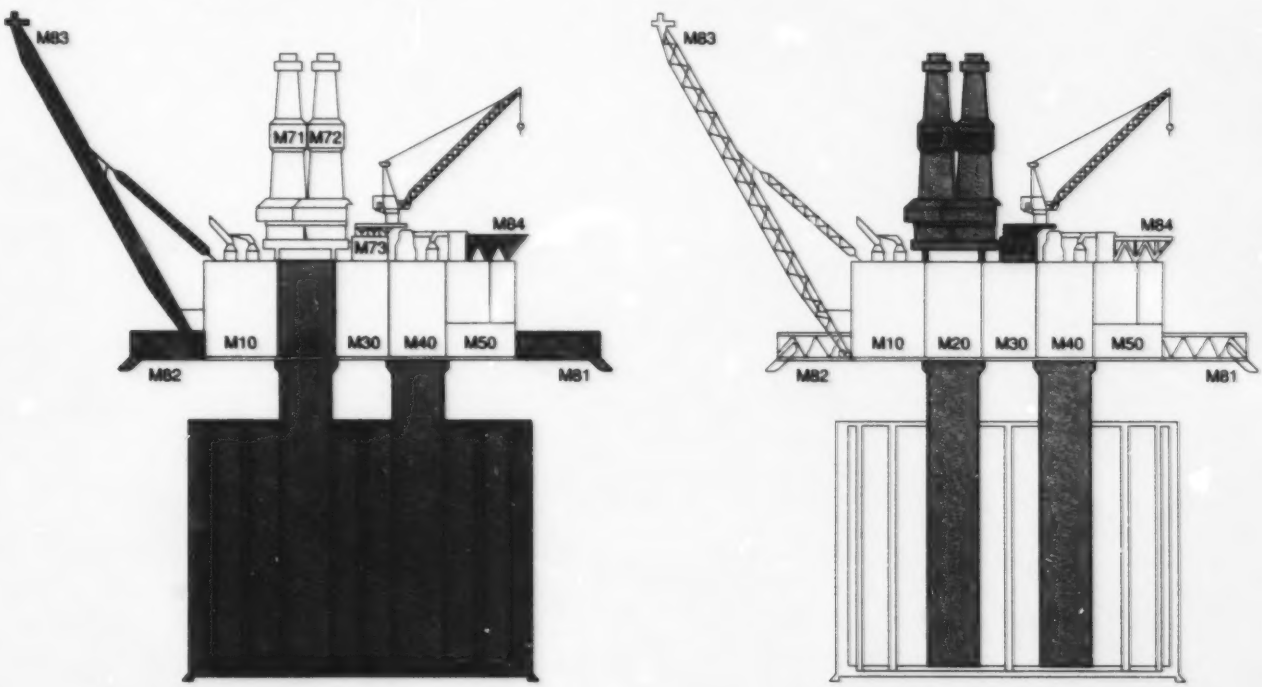
RETOMBÉES ÉCONOMIQUES POUR LE CANADA ET POUR TERRE-NEUVE

Retombées économiques d'Hibernia
Conformément aux dispositions des Lois de mise en oeuvre de l'Accord atlantique, l'Office est redevable au nom des deux gouvernements d'examiner le respect par la SGMH des engagements des propriétaires du projet en matière de retombées économiques pour le Canada et pour Terre-Neuve. Par conséquent, l'Office s'est principalement employé en 1991-1992 à examiner les décisions d'achats et de marchés, ainsi que la teneur en éléments et en emplois canadiens et terre-neuviens du projet Hibernia.

Stratégie d'attribution des marchés de la SGMH
En 1991-1992, l'Office a passé en revue la stratégie d'octroi, par la SGMH, de marchés liés à la fabrication et à l'assemblage des installations en surface de 37 000 tonnes, formées de cinq supermodules et de sept structures montées en surface, soit trois modules de forage et quatre autres structures (figure 6). L'Office a aussi supervisé de près l'évolution des plans de sous-traitance de la SGMH pour la fabrication et l'installation de l'équipement mécanique de la SEP. Ces travaux font partie du marché global de la SEP, octroyé à NODECO en septem-

FIGURE 6

Composantes de la plate-forme de production



Composantes construites à Terre-Neuve

	Structure à embase-poids
M20	Module de la tête du puits
M81	Poste principal d'engins de sauvetage
M82	Poste auxiliaire d'engins de sauvetage
M83	Bras de torche
M84	Héliport

Composantes construites au Canada

M71	Tour de forage
M72	Tour de forage
M73	Bureau du maître-sondeur et parc à tiges
	Ponts et prémontages
	Train de sonde, gaine technique

bre 1990. La stratégie d'octroi de marchés pour chacune des principales composantes de la plate-forme est décrite ci-dessous.

Le supermodule terre-neuvien
Un seul marché, évalué à environ 360 millions de dollars, pour la fabrication du supermodule de tête du puits (M20), des postes d'engins de sauvetage (M81 et M82), du bras de torche (M83) et de l'hélipont (M84), a été attribué à PASSB, une entreprise en participation formée en septembre 1991 par PCL Constructors (Edmonton), Aker Stord (Norvège), Steen Contractors (Toronto) et Becker Contractors (St. John's). Le poids total du supermodule équipé et des quatre structures est évalué à 5 500 tonnes. Suite aux travaux d'optimisation du devis des installations en surface, le module de contrôle aérien, d'abord prévu pour ce marché, a été intégré au supermodule d'habitation et de services (M50).

Le marché de PASSB comprend également l'aménagement du chantier de Bull Arm, l'assemblage des supermodules et des structures montées en surface au quai d'assemblage, de même que le raccordement et la mise en service de la plate-forme. L'ensemble de ces activités représente, du point de vue de l'emploi, quelque cinq millions d'heures / personnes. Le marché prévoit aussi le transfert entre Aker et ses partenaires canadiens de technologie de fabrication d'installations extracôtières, et contribuera donc grandement à l'accroissement des compétences des travailleurs locaux.

En date du 31 mars 1992, PASSB mettait la dernière main aux infrastructures qui lui permettront d'amorcer la fabrication du module M20 en septembre 1992.

Soumissions internationales - quatre supermodules
En décembre 1991, après étude approfondie des installations de fabrication internationales, la SGMH a dressé une liste de soumissionnaires pour chacun des quatre autres supermodules, soit le module de transformation (M10), le module auxiliaire (M40), le module de la boue (M30) et le module d'habitation et de services (M50), qui pèseront chacun de 5 000 à 7 000 tonnes.

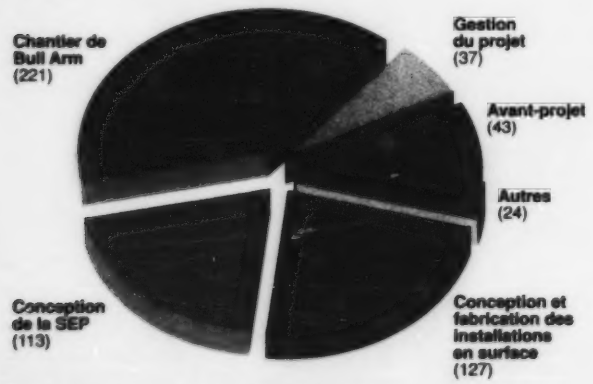
Quatre chantiers canadiens ont été invités à présenter des soumissions pour ces marchés : l'un d'entre eux a décliné l'invitation alors que les soumissions des trois autres ont été écartées par la SGMH. Les marchés de fabrication de ces supermodules, évalués à 400 millions de dollars en tout (sans tenir compte du prix de l'équipement et des matériaux fournis par la SGMH), devraient être octroyés en janvier 1993.

Modules de forage
La SGMH a engagé des démarches pour désigner des maîtres d'oeuvre potentiels pour un marché de conception, d'approvisionnement et de construction (CAC) touchant les deux tours de forage (M71 et M72), le bureau du maître-foreur et le parc à tiges (M73). Ce marché fera l'objet d'un appel d'offres durant le quatrième trimestre de 1992. Compte tenu de son engagement à construire ces trois modules au Canada, y compris "les meilleurs efforts" pour les construire à Terre-Neuve, la SGMH
a étudié neuf chantiers canadiens (dont deux de Terre-Neuve) en 1991-1992. On prévoit octroyer ces marchés en avril 1993.

Équipement mécanique de la SEP
Après avoir évalué les capacités de fabrication au Canada, la SGMH et NODECO, son maître d'oeuvre pour la SEP, ont conclu leurs accords de sous-traitance pour la fabrica-

FIGURE 7

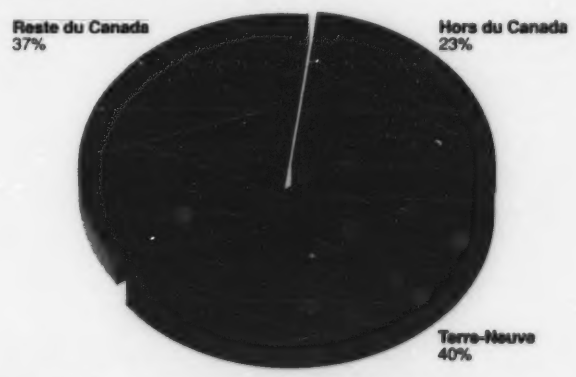
Dépenses du projet Hibernia
Total de juillet 1988 au 31 mars 1992
(en millions de dollars)



Total des dépenses : 565 millions de dollars

FIGURE 8

Teneur en éléments canadiens et terre-neuviens
Total de juillet 1988 au 31 mars 1992
(pourcentage du total des dépenses)



Total des dépenses : 565 millions de dollars

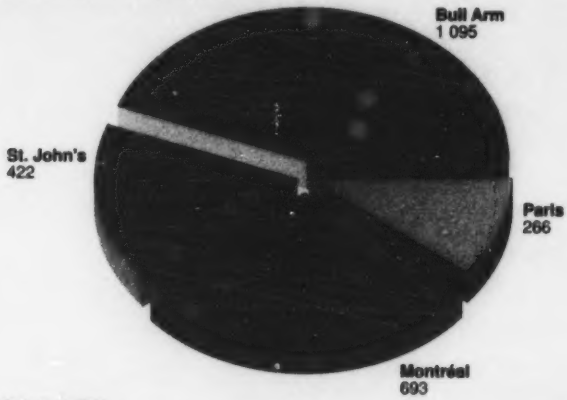
FIGURE 9

Emplois reliés au projet Hibernia
Total de juillet 1988 au 31 mars 1992
(pourcentage du total des mois/personnes)

Total : 31 500 mois/personnes

FIGURE 10

Répartition des employés affectés au projet Hibernia
En date du 31 janvier 1992
(nombre d'employés)



Total: 2 476

tion de l'équipement mécanique de la SEP. En tout, dix marchés évalués à 145 millions de dollars ont été préparés. Plus de 95% de ces travaux seront offerts exclusivement à des chantiers canadiens.

Les autres marchés seront attribués à compter du premier trimestre de 1993. Le plus important de ceux-ci, évalué à quelque 100 millions de dollars, comprend la fabrication et l'installation des ponts modulaires d'équipement pour le puits de services, et l'installation de l'équipement mécanique du train de sonde et des tubes ascenceurs. L'équipement mécanique et les matériaux bruts seront achetés séparément par NODECO, qui les fournira aux chantiers de construction retenus.

Équipement et matériaux pour les installations en surface
Au cours de l'année, Newfoundland Offshore Contractors (NOC) a poursuivi ses activités de conception des installations de surface et a octroyé 14 marchés d'équipement et de matériaux en vrac. La SGMH fournira aux chantiers de fabrication des modules l'équipement et les matériaux nécessaires pour les installations en surface. À la fin de l'exercice financier, l'octroi de marchés additionnels a été mis en veilleuse jusqu' à ce que le calendrier du projet soit réaménagé.

En décembre 1991, la SGMH accordait un marché à SCAC Transport Canada Incorporated, de Montréal, pour l'expédition et le dédouanement de tout l'équipement et les matériaux en vrac nécessaires aux installations en surface. Ceux-ci seront envoyés aux chantiers des modules par divers vendeurs, surtout situés en Amérique du Nord et en Europe.

Le tableau 7 présente un sommaire des grands marchés et des marchés de sous-traitance octroyés en date du 31 mars 1992.

Dépenses reliées au projet Hibernia
Les dépenses cumulatives reliées au projet jusqu'à la fin mars étaient de 565 millions de dollars; d'après les rapports de la SGMH, leur teneur en éléments canadiens et terre-neuviens se situait respectivement à 77% et 40%. En 1991-1992, les dépenses reliées au projet se sont élevées à 448 millions de dollars. Les 77% d'éléments canadiens signalés dépassent de beaucoup l'objectif global du projet, établi à entre 55 à 60%. La figure 7 présente une répartition cumulative des dépenses, tandis que la figure 8 expose la teneur en éléments canadiens et terre-neuviens de l'ensemble des dépenses du projet jusqu'au 31 mars 1992.

En 1991-1992, l'Office a terminé une vérification des comptes rendus de la SGMH en matière d'éléments à teneur canadienne et terre-neuvienne durant la période du 1er octobre 1990 au 31 mai 1991; en fin d'année, la SGMH avait complété la mise en place des recommandations de l'Office découlant de cette vérification. En octobre, l'Office, aidé de Conseils et Vérification Canada, a tenu un séminaire sur le calcul des éléments à teneur canadienne et terre-neuvienne, tel que définis par l'Office des normes générales du Canada. Des employés de la SGMH, de NOC, de NODECO et de PASSB, ainsi qu'un certain nombre de sous-traitants ont assisté à ce séminaire.

TABLE 7

Projet de mise en valeur d'Hibernia
Grands marchés octroyés – 1 million de dollars et plus
(au 31 mars 1992)

Entrepreneur	Élément	Endroit des travaux	Valeur (millions de $)	% Can.	% T.-N.
Marchés de la SGMH					
NODECO	Conception et construction de la SEP	T.-N. / France	1 300	75	55
Newfoundland Offshore Contractors	Installations en surface	Québec / T.-N.	360	85	35
PASSB	Aménagement du chantier / fabrication du M-20 et assemblage	T.-N.	350	94	76
Major Offshore Catering	Services de cuisine au chantier	T.-N.	41	98	72
Lloyds Register	Agence de certification	Québec / T.-N	9	85	66
Halliburton	Levés sismiques tridimensionnels	T.-N. / Alberta	8	79	31
AOMS - Medical	Services médicaux	T.-N.	7	97	84
Ryder Hunt	Économistes en construction	Québec / G.-B.	4	47	0
Newfoundland Geosciences	Levés géotechniques au site de la SEP	T.-N.	2	29	12
Intergraph	Équipement de CDSAO	Québec	2	36	0
Nordic Construction	Rénovations aux bureaux	T.-N.	1	99	51
Fabcon Canada Limited	Supervision de la construction	T.-N.	1	100	100
SCAC Transport / PF Collins	Expédition / dédouanement	T.-N. / Québec	1	91	31
Bons d'achat de NOC pour les installations en surface					
Dresser Rand Canada Inc.	Compresseurs à gaz – turbine	Alberta / É.-U.	40	43	0
Dresser Rand Canada Inc.	Générateurs	Alberta / É.-U.	22	21	0
Fabrique de Fer de Charleroi	Acier / tôles de construction	Belgique	12	1	0
Liebherr Werk	Grues de pont	Allemagne	7	2	0
Burgess Manning Ltd.	Séparateurs	G.-B. / Québec	7	50	0
LTV Energy Products Company Ltd.	Pompes à boue à haute pression	É.-U.	4	24	0
Bailey Canada Ltd.	Détecteurs d'incendie et de gaz	Ont. / Qué. / T.-N.	3	66	6
Bailey Canada Ltd.	Contrôleurs de distribution	Ont ./ Qué. / T.-N.	2	83	6
Elliott Turbo Machinery Co. Inc.	Compresseurs centrifuges	É.-U.	2	24	0
Drill Quip Incorporated	Système déflecteur	É.-U.	2	7	0
Dowell Schlumberger	Groupe de cimentation	É.-U.	1	9	0
Canstrut Incorporated	Plateaux passe-fils	Ontario	1	100	0
Swaco Geolograph	Équipement de traitement des boues	É.-U.	1	22	0
Burgess-Manning Limited	Séparateurs	G.-B ./ Québec	1	55	0
Sous-traitants de PASSB					
John T. Hepburn	Acier d'armature	Ont./ T.-N.	8	94	21
G.J. Cahill / State	Électricité	T.-N.	5	98	43
H.H. Robertson	Toits métalliques	Ont. / T.-N.	2	100	41
Zycon	Portes aériennes	Ont. / T.-N.	2	100	36
John T. Hepburn	Grues roulantes	Ont. / T.-N.	1	78	17
Sous-traitants de NODECO					
McNamara Construction	Aménagement du chantier	T.-N.	67	100	96
ADH / ATCO	Dortoirs permanents du camp	T.-N. / Alberta	24	99	73
Atlas Construction	Quais / aqueduc et égout	T.-N.	17	98	68
St. Lawrence Cement	Ciment	Québec	10	100	46
Sulco Marine / Vicinay	Chaînes d'armarrage	Espagne	9	5	0
Morrow Crane	Grues sur tour	Allemagne	8	0	0
Pitts International	Dragage	T.-N.	8	100	50
Coastal Sand & Gravel	Agrégats	T.-N.	5	100	100
Dominion Bridge	Bâtiment préfabriqué de barres d'armature	Québec / T.-N.	4	100	32
Ingersoll Rand	Pompes à eau de mer	Alta / É.-U. / France	4	37	0
Kent Industrial	Camp de la phase 0	N.-B.	3	100	0
NGI / Weir Jones	Supervision des fondations de la structure	Norvège/ C.-B. / T.-N.	3	80	60
D & R Companies	Transport des agrégats	T.-N.	3	82	54
Weir Pumps	Pompes à pétrole brut	G.-B.	2	15	1
RDS Engineering	Conception CDAO tridimensionnelle	France / T.-N.	2	50	50
McNamara Construction	Fondations	T.-N.	2	100	96
Veritec	Test de modélisation par éléments finis	Norvège / France	2	0	0
Beck Construction	Magasin / bar / édifice récréatif	T.-N.	2	100	77
D & R Companies	Centrale à béton	T.-N.	2	82	54
ADH / ATCO	Bureaux de la cale sèche	T.-N.	1	98	54
Bradco Construction	Installation du camp	T.-N.	1	100	58
Mannesmann Handel AG	Matériaux tubulaires (en "J" et élévateurs)	Allemagne	1	0	0

Emplois reliés au projet
Le nombre des emplois directs reliés au projet était de 31 500 mois / personnes à la fin mars, les résidents du Canada et de Terre-Neuve formant respectivement 83% et 52% de cette main-d'oeuvre. On trouvera à la figure 9 une répartition par nationalité et par lieu de résidence des emplois créés. Le nombre total d'employés affectés au projet, qui atteignait 2 476 en janvier 1992, était retombé à 1 880 en date du 31 mars suite au ralentissement des activités. On trouvera à la figure 10 une répartition des emplois (à leur apogée) selon les quatre principaux sites de conception et de construction.

Au cours de l'année, l'Office s'est réuni a différentes reprises avec la SGMH et chacun de ses deux principaux entrepreneurs, NOC et NODECO, afin d'examiner la participation des Canadiens à la gestion et à la conception du projet. À la fin de l'exercice financier, les Canadiens, y compris les résidents de Terre-Neuve, ont assumé plus de 80% de l'ensemble des heures/ personnes consacrées à la gestion du projet et à la conception des installations en surface. Ce taux de participation relativement élevé est attribuable à l'exécution de ces activités au Canada, soit à St. John's et à Montréal, et à la forte participation des sociétés de génie canadiennes dans le consortium NOC.

La part des ingénieurs canadiens dans la conception de la SEP augmentera en 1992 suite au transfert de Paris à St. John's de l'équipe de génie chargée de la SEP. Vingt ingénieurs canadiens ont travaillé au projet durant l'année.

Prospection et activités préalables à la mise en valeur
En 1991, les dépenses affectées à la prospection en mer et aux activités préalables à la mise en valeur atteignaient 55 433 000 $. Le tableau 8 établit une comparaison entre ces chiffres et ceux de l'an dernier.

Le nombre des emplois directs, à Terre-Neuve, créés par les activités de prospection et préalables à la mise en valeur a été de 1 489 mois / personnes, contre 1 800 mois / personnes en 1990. Le tableau 9 présente un profil détaillé de l'emploi.

TABLEAU 8

Dépenses de prospection
(000 $)

Activité		1991		1990
Géophysique/ géologique		4 273		8 537
Forage				
Équipement	29 991		14 301	
Biens consommables	6 309		4 011	
Services	6 202		4 986	
Logistique/ soutien	4 798		919	
Autre	154		1 429	
		47 454		25 646
Préalable à la mise en valeur		2 813		4 169
E&F et R&D*		893		4 050
Total	**55 433**			**42 402**

*Éducation et formation et Recherche et développement

TABLEAU 9

Emploi des activités de prospection
(mois / personnes)

Type d'entreprise	Résidents de Terre-Neuve		Autres Canadiens		Total Canadiens		Non Canadiens		Total	
	1991	1990	1991	1990	1991	1990	1991	1990	1991	1990
Sociétés pétrolières	56	60	76	26	132	86	15	0	147	86
Entrepreneurs en forages	362	329	66	118	428	447	98	0	526	447
Entrepreneurs - bâtiments de service et de soutien	262	269	121	75	383	344	55	0	438	344
Autres entrepreneurs	276	563	95	131	370	694	8	229	378	923
Total	**956**	**1 221**	**358**	**350**	**1 313**	**1 571**	**176**	**229**	**1 489**	**1 800**
% du total d'emploi	**64,2**	**67,8**	**24,0**	**19,5**	**88,2**	**87,3**	**11,8**	**12,7**	**100**	**100**

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS ET ÉTATS FINANCIERS

ERNST & YOUNG

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux membres de
l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers

Nous avons vérifié le bilan des fonds cumulés de **l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers** au 31 mars 1992 et les états des produits et charges de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. La vérification comprend le contrôle par sondages des informations probantes à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de l'Office au 31 mars 1992 ainsi que les résultats de son exploitation pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus.

Ernst & Young

St. John's, Terre-Neuve
le 4 mai 1992

Comptables agréés

BILAN DES FONDS CUMULÉS

Au 31 mars

	1992 $	1991 $
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	138	—
Placements à court terme (*note 3*)	309 000	270 000
Débiteurs	23 423	12 833
Règlement des sinistres à recevoir	41 300	224 117
Total de l'actif à court terme	373 861	506 950
Immobilisations		
Terrains	92 873	92 873
Bâtiments	1 338 809	1 338 809
Aménagement paysager et parc de stationnement	41 233	41 233
	1 472 915	1 472 915
	1 846 776	1 979 865
PASSIF ET FONDS CUMULÉS		
Passif à court terme		
Decouvert bancaire	—	39 812
Créditeurs et charges à payer	373 861	467 138
Total du passif à court terme	373 861	506 950
Fonds cumulés		
Fonds de capital destiné à la construction	1 472 915	1 472 915
	1 846 776	1 979 865

Voir les notes afférentes aux états financiers

Au nom du Conseil,

Membre

Membre

ÉTAT DES PRODUITS ET CHARGES

Exercices terminés le 31 mars

	1992 $	1991 $
PRODUITS		
Subventions		
Gouvernement du Canada	**2 409 323**	2 425 367
Gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador	**2 409 323**	2 425 367
	4 818 646	4 850 734
Intérêt et frais	**37 219**	34 529
Total des produits	**4 855 865**	4 885 263
CHARGES		
Personnel	**3 552 805**	3 576 721
Déplacements	**156 514**	160 173
Locaux	**483 002**	459 436
Immobilisations	**88 368**	191 614
Générales	**575 176**	497 319
Total des charges	**4 855 865**	4 885 263
Excédent des produits sur les charges	**—**	—

Voir les notes afférentes aux états financiers

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS

31 mars 1992

1) STRUCTURE DE L'ORGANISME

L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers a été créé en 1985 afin de veiller à l'application des dispositions pertinentes de la Loi de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada–Terre-Neuve telle qu'elle a été promulguée par le Parlement du Canada et l'Assemblée législative de Terre-Neuve et du Labrador. L'Office reçoit des contributions équivalentes provenant des deux paliers de gouvernement.

2) PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

L'Office a adopté des conventions comptables généralement reconnues et en usage dans les organismes de cette nature. Les conventions comptables les plus importantes se résument comme suit:

Méthode de comptabilisation

L'Office utilise la comptabilité par fonds selon laquelle il répartit les postes des états financiers entre le fonds de fonctionnement et le fonds de capital. Une fois regroupés, ces fonds composent les fonds cumulés tels qu'ils sont présentés au bilan.
Le fonds de fonctionnement représente le coût de l'actif et du passif d'exploitation de l'Office. Les dépenses d'exploitation, y compris les dépenses relatives au mobilier, au matériel et aux véhicules, sont financées par les subventions accordées par le gouvernement du Canada et par le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador.
Le fonds de capital représente le coût des terrains et du bâtiment dont l'Office est propriétaire. Il n'y a eu aucune d'activité dans ce fonds au cours des exercices 1991 et 1992.

Immobilisations

L'Office impute au fonds de fonctionnement les dépenses relatives au mobilier, au matériel et aux véhicules engagées dans l'exercice où ils ont été acquis. Les éléments d'actif à long terme, tels que les bâtiments et les terrains, sont capitalisés dans le fonds de capital. Le produit de la vente de toutes les immobilisations est remboursable aux deux paliers de gouvernement.
Les dépenses engagées au titre de biens loués, qu'elles soient des dépenses d'exploitation ou de capital, sont portées aux résultats d'exploitation dans l'exercice où le paiement est effectué.

3) PLACEMENTS À COURT TERME

	Date d'acquisition	Date d'échéance	Taux d'intérêt	1992 $	1991 $
Dépôts à terme	27 mars 1991	3 avril 1992	6,50%	309 000	—
	28 mars 1991	3 avril 1991	8,25%	—	64 000
	28 mars 1991	5 avril 1991	8,25%	—	103 000
	28 mars 1991	12 avril 1991	8,25%	–	103 000
				309 000	270 000

4) ENGAGEMENTS

L'Office s'est engagé, en vertu des modalités d'un contrat de location des locaux, à verser un loyer annuel d'environ 450 000 $ jusqu'au 30 avril 1995.

5) EXONÉRATION D'IMPÔT

L'Office est un organisme sans but lucratif et est exonéré d'impôt sur le revenu en vertu de l'article 149 de la Loi de l'impôt sur le revenu.